

EnH2O Sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku



INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ (IRiESDn)

Data wejścia w życie: Stan na dzień 2020.09.19

Podpisy osób zatwierdzających instrukcję:

Instrukcja - tekst jednolity zatwierdzona
przez Prezesa Zarządu Mariusza Krużyńskiego.

Tekst jednolity

IRiESD uwzględnia zapisy wynikające:

1. Z Karty Aktualizacji nr 1/2017 zatwierdzonej przez Zarząd „EnH2O” sp. z o.o. z dnia 01.08.2017 r.,
2. z Karty Aktualizacji nr 1/2019 zatwierdzonej przez Zarząd „EnH2O” sp. z o.o. z dnia 08.03.2019 r.,
3. z Karty Aktualizacji nr 2/2019 zatwierdzonej przez Zarząd „EnH2O” sp. z o.o. z dnia 08.03.2019 r.,
4. z Karty Aktualizacji nr 1/2020 zatwierdzonej przez Zarząd „EnH2O” sp. z o.o. z dnia 19.09.2020 r.,

SPIS TREŚCI

I.	KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	6
I.1.	POSTANOWIENIA OGÓLNE	6
I.2.	CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	10
I.3.	CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ EnH2O SP.Z O.O.	10
I.4.	OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	11
II.	PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ EnH2O	12
II.1.	ZASADY PRZYŁĄCZANIA	12
II.2.	ZASADY WZAJEMNEGO POŁĄCZENIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH	13
II.3.	ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ	14
II.4.	WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO -ROZLICZENIOWYCH	15
II.5.	DANE PRZEKAZYWANE DO EnH2O SP. Z O.O. PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	32
III.	EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI	34
III.1.	PRZEPISY OGÓLNE	34
III.2.	PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI	35
III.3.	PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI	35
III.4.	UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	36
III.5.	DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA	36
III.6.	WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH	37
III.7.	OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO	38
III.8.	OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA	38
III.9.	PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH	38
III.10.	WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC	39
IV	BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	39
IV.1.	BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE	39
IV.2.	BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	40
IV.3.	WPROWADZANIE PRZERW ORAZ OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	40
V.	WSPÓŁPRACA EnH2O SP. Z O.O. Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	45
VI.	PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ EnH2O SP. Z O.O.	46
VI.1.	OBOWIĄZKI EnH2O SP. Z O.O.	46
VI.2.	STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	46
VI.3.	UKŁADY NORMALNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	48
VI.4.	PROGRAMY ŁĄCZENIOWE	48
VII.	STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ EnH2O SP. Z O.O.	49

VIII	PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	49
VIII.1.	PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	49
VIII.2.	WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	50
VIII.3.	DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ	51
VIII.4.	STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	54
 INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ - BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAM SYSTEMOWYMI. 56		
A.	POSTANOWIENIA WSTĘPNE	57
A.1.	UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE	57
A.2.	ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY	57
A.3.	OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO.....	58
A.4.	WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY ORAZ UMÓW KOMPLEKSOWYCH I UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA	59
A.5.	ASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH	61
A.6.	ZASADY WSPÓŁPRACY OSDN Z OSDP W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH DLA POTRZEB ROZLICZEŃ NA RYNKU BILANSUJĄCYM	62
B.	ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD	64
C.	ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH	64
C.1.	WYZNACZANIE ORAZ PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO - ROZLICZENIOWYCH	64
D.	PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW	67
D.1.	WYMAGANIA OGÓLNE	67
D.2.	PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ	68
D.3.	ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW	70
E.	ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO	70
F.	PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ORAZ UMOWACH KOMPLEKSOWYCH	72
F.1.	OGÓLNE ZASADY POWIADAMIANIA	72
F.2.	WERYFIKACJA POWIADOMIEŃ	73
F.3.	PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY I UMOWACH KOMPLEKSOWYCH ORAZ O KONIECZNOŚCI ZAPRZESTANIA SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ ODBIORCY KOŃCOWEMU	74
G.	ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA	77
H.	POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE	78
I.	ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAM SYSTEMOWYMI	80
K.	ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ	80
K.1.	ZASADY NADAWANIA CERTYFIKATÓW ORed	80
K.2.	ZASADY UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH ORed	89

SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI	92
I. OZNACZENIA SKRÓTÓW	93
II. POJĘCIA I DEFINICJE	95

Załączniki do IRiESDn:

Załącznik nr 1.	SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZANYCH I PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.	107
Załącznik nr 2.	Karta Aktualizacji.	114

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1.1. EnH2O Sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku, (zwana dalej EnH2O), jako operator systemu dystrybucyjnego wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRIESDn), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.
- I.1.2. EnH2O jako operator systemu dystrybucyjnego prowadzi ruch, eksploatację i rozwój sieci dystrybucyjnej zgodnie z niniejszą IRIESDn.
- I.1.3. Niniejsza IRIESDn spełnia w szczególności wymagania:
- ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, zwanej dalej ustawą Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059, z późn. zm.) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
 - ustawy Kodeks Pracy (Dz. U. z 2014 r., poz. 1502, z późn. zm.),
 - koncesji EnH2O na dystrybucję energii elektrycznej udzielonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzją nr DEE/348/23940/W/OGD/2015/PWi z dnia 31 marca 2015 r., z późn.zm,
 - określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej OSP) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRIESP), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z dnia 30 grudnia 2010 r. nr DPK-43201(16)/2010/LK,
 - ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (t.j. Dz. U. z 2016 r., poz. 290),
 - decyzji Prezesa URE nr DRE-4711-13(11)/2015/23940/BT z dnia 9 listopada 2015 r. wyznaczającej EnH2O Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na obszarze objętym koncesją, - Taryfy EnH2O
- I.1.4. Uwzględniając warunki określone w niniejszej IRIESDn – EnH2O w celu realizacji ustawowych zadań przyjmuje do stosowania instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy.
- I.1.5. Niniejsza IRIESDn określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych EnH2O przez jej użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji, planowania rozwoju tych sieci, a także bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci EnH2O, w szczególności dotyczące:
- 1) przyłączania 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 15 kV i niezbędnego układu połączeń sieci oraz zakresu, sposobu i harmonogramu przekazywania informacji,
 - 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,

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

I.1.6. W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, postanowienia IRIESDn dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych oraz linii kablowych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny EnH2O, niezależnie od praw własności tych urządzeń.

I.1.7. Postanowienia IRIESDn obowiązują następujące podmioty:

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

Dodatkowo powyższe podmioty obowiązują również postanowienia IRIESP.

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

- 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego, w obszarze koordynowanej sieci 15 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) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej,
- 6) 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,
- 7) 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,
- 8) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:
 - budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,

- pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego,
 - opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowych profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w IRIESDn,
 - udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,
 - wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich uwzględnianie w IRIESDn,
 - zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:
 - aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi EnH2O zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania EnH2O,
 - wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.
- 9) współpracę z operatorem nadrzędnego systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
- 10) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej,
- 11) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych,
- 12) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.
- I.1.9. Koordynowanie prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 15 kV jest realizowane przez operatora systemu dystrybucyjnego, w sposób zapewniający bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego i równe traktowanie stron.
- I.1.10. IRIESDn przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:
- 1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej EnH2O,
 - 2) rozwiązanie umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.
- I.1.11. EnH2O udostępnia do wglądu IRIESDn w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych.
- I.1.12. IRIESDn jak również wszelkie zmiany IRIESDn podlegają zatwierdzeniu przez Zarząd EnH2O.
- I.1.13. IRIESDn oraz wszelkie jej zmiany wchodzi w życie z datą zatwierdzenia.

- I.1.14. Data wejścia w życie IRiESDn lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.
- I.1.15. W zależności od potrzeb, EnH2O przeprowadza aktualizację IRiESDn. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa.
- I.1.16. Zmiana IRiESDn przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESDn albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESDn.
- I.1.17. Każda zmiana IRiESDn jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- I.1.18. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:
a) przyczynę aktualizacji IRiESDn,
b) zakres aktualizacji IRiESDn,
c) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESDn lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.
W przypadku rozbieżności pomiędzy dotychczasowymi postanowieniami IRiESDn, a zapisami Karty aktualizacji, rozstrzygające są postanowienia zawarte w Karcie aktualizacji. Karty aktualizacji stanowią Załączniki do IRiESDn.
- I.1.19. Proces wprowadzania zmian IRiESDn jest przeprowadzany według następującego trybu:
a) EnH2O opracowuje projekt nowej IRiESDn albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
b) wraz z projektem nowej IRiESDn albo projektem Karty aktualizacji, EnH2O publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESDn, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
- I.1.20. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni kalendarzowych od daty opublikowania projektu nowej IRiESDn albo projektu Karty aktualizacji.
- I.1.21. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje, EnH2O:
a) dokonuje analizy otrzymanych uwag,
b) w opracowywanej nowej wersji IRiESDn albo Karty aktualizacji, uwzględnia w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
c) opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia.
- I.1.22. IRiESDn albo Kartę aktualizacji oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, EnH2O publikuje na swojej stronie internetowej.
Zatwierdzoną IRiESDn albo Kartę aktualizacji wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESDn, EnH2O publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.
- I.1.23. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci EnH2O lub korzystający z usług świadczonych przez EnH2O, są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i

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

I.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- I.2.1. Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub w umowie kompleksowej.
- I.2.2. EnH2O na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów i IRiESDn, świadczy usługi dystrybucji, zapewniając wszystkim użytkownikom systemu, zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie dostarczania energii elektrycznej.
- I.2.3. Świadczenie usługi dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej na zasadach i warunkach określonych w ustawie - Prawo energetyczne, aktach wykonawczych do tej ustawy, IRiESDn oraz taryfie EnH2O zatwierdzonej przez Prezesa URE.

I.3. CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO- PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ EnH2O.

- I.3.1. Usługa dystrybucji energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz niezawodności jej dostarczania, parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- I.3.2. EnH2O świadcząc usługę dystrybucji energii elektrycznej:
 - a) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi i na warunkach określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej,
 - b) instaluje, na własny koszt, układ pomiarowo-rozliczeniowy w miejscu przygotowanym przez odbiorcę oraz system pomiarowo-rozliczeniowy, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - c) powiadamia odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w wymaganej przepisami prawa formie,
 - d) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,
 - e) przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, sprzedawcy oraz podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu,
 - f) umożliwia wgląd odbiorcy do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną energię elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów,
 - g) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom ich standardowe profile zużycia energii elektrycznej,
 - h) wdraża procedury zmiany sprzedawcy oraz je uwzględnia w IRiESDn

- I.3.3. Przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci oraz dostarczeniu do EnH2O „Oświadczenia o stanie technicznym instalacji odbiorczej”.
- I.3.4. EnH2O ustala oraz udostępnia wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia.
- I.3.5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części instrukcji.
- I.3.6. Przepisy związane z przyłączeniem stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia, przez podmiot przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu oraz ponownego przyłączenia odłączonego podmiotu.
- I.3.7. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.
- I.3.8. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie EnH2O do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.
- I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO**
- I.4.1. EnH2O świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu.
- I.4.2. W celu realizacji powyższego obowiązku EnH2O opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji zgodnie z punktem V.7. niniejszej instrukcji.
- I.4.3. EnH2O stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności EnH2O stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:
- a) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej,
 - b) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci dystrybucyjnej,
 - c) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej,
 - d) powiadamia z wyprzedzeniem określonym w punkcie VIII.4.1., o terminach, czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci dystrybucyjnej EnH2O,
 - e) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci dystrybucyjnej w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
 - f) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz taryfy EnH2O,

- g) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba, że w umowie między stronami określono inny termin,
- h) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów,
- i) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy - Prawo energetyczne lub w umowie lub w niniejszej IRiESDn.

II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ EnH2O SP. Z O.O.

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

EnH2O wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:

- 1) 21 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do V lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
- 2) 30 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1kV;
- 3) 60 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1kV, niewyposażonego w źródło;
- 4) 120 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej — dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV wyposażonego w źródło;
- 5) 150 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do I lub II grupy przyłączeniowej

W przypadku wniosku o wydanie warunków przyłączenia źródła do sieci elektroenergetycznej o napięciu wyższym niż 1 kV terminy określone powyżej liczone są od dnia wniesienia zaliczki.

Do terminów na wydanie warunków przyłączenia do sieci nie wlicza się terminów przewidzianych w przepisach prawa do dokonania określonych czynności, terminów na uzupełnienie wniosku o wydanie warunków przyłączenia do sieci, okresów opóźnień spowodowanych z winy podmiotu wnioskującego o przyłączenie albo z przyczyn niezależnych od EnH2O.

W szczególnie uzasadnionych przypadkach EnH2O może przedłużyć terminy określone powyżej o maksymalnie połowę terminu, w jakim obowiązane jest wydać warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dla poszczególnych grup przyłączeniowych za uprzednim zawiadomieniem podmiotu wnioskującego o przyłączenie do sieci z podaniem uzasadnienia przyczyn tego przedłużenia.

EnH2O jest obowiązane, na żądanie wnioskodawcy, potwierdzić w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej złożenie wniosku, określając w szczególności datę jego złożenia.

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

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

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

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

II.2.3. Warunki połączenia określają w szczególności:

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

II.2.4. Informacje, o których mowa w pkt. II.2.2. pkt. 5), dotyczą w szczególności wpływu łączonych sieci lub zmiany warunków połączenia na pracę sieci innych OSD.

Związane to jest ze zmianą:

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

- II.2.5. Określone w umowie, o której mowa w pkt. II.2.1., próby i odbiory częściowe oraz odbiór końcowy zrealizowanego połączenia przeprowadzane są przy udziale upoważnionych przedstawicieli stron, które zawarły umowę.
- II.2.6. Wyniki prób i odbiorów, o których mowa w pkt. II.2.5., są potwierdzane przez strony w protokołach z przeprowadzenia prób i odbiorów.
- II.3. ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ**
- II.3.1. Zasady odłączania.**
- II.3.1.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej EnH2O określone w niniejszym rozdziale, obowiązują EnH2O oraz podmioty odłączane.
- II.3.1.2. EnH2O może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej EnH2O w przypadku:
- złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
 - rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.3.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej EnH2O składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie
 - przyczynę odłączenia,
 - proponowany termin odłączenia.
- II.3.1.4. EnH2O ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej EnH2O uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez EnH2O o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni kalendarzowych od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu EnH2O informuje podmiot o zasadach ponownego przyłączenia do sieci, o których mowa w pkt. II.3.1.8.
- II.3.1.5. EnH2O dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej EnH2O, uzgadnia z EnH2O tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- II.3.1.6. EnH2O uzgadnia z ENERGA – OPERATOR SA tryb odłączenia podmiotu, w zakresie, w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej EnH2O ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów.
- II.3.1.7. W uzasadnionych przypadkach EnH2O zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej EnH2O, określające w szczególności:
- miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
 - termin odłączenia,
 - dane osoby odpowiedzialnej ze strony EnH2O za prawidłowe odłączenie podmiotu,
 - sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników

- niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,
- e) aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.

II.3.1.8. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej EnH2O odbywa się na zasadach określonych w pkt. II.1. Dotyczy to wyłącznie przypadków gdzie fizycznie zdemontowany został fragment przyłącza.

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

II.3.2.1. EnH2O może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej EnH2O, jeżeli:

- a) w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że nastąpiło nielegalne pobieranie energii elektrycznej,
- b) odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni kalendarzowych po upływie terminu płatności.

II.3.2.2. EnH2O wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska.

II.3.2.3. EnH2O jest obowiązany niezwłocznie wznowić dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt. II.3.2.1., II.3.2.2., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.

II.3.2.4. Przepisów pkt. II.3.2.1.b) i pkt. II.3.2.2. nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa.

II.3.2.5. W przypadku wystąpienia przez odbiorcę z wnioskiem o rozpatrzenia sporu przez sąd polubowny albo z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.3.2.1., może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy temu odbiorcy. Koszt zainstalowania tego układu ponosi przedsiębiorstwo energetyczne.

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

II.4.1. Wymagania ogólne

II.4.1.1. Przyłączane do sieci dystrybucyjnych EnH2O urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:

- 1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
- 2) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
- 3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
- 4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,

- 5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
- 6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.

II.4.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt. II.4.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności w przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.

II.4.1.3. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej EnH2O 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 zawartych w pkt. VIII.1. niniejszej IRIESDn.

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

II.4.2.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do sieci SN i nn muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej EnH2O.

II.4.2.2. EnH2O określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci SN i nn.

II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych.

II.4.3.1. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą, a EnH2O, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 1 do IRIESDn.

II.4.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych o których mowa w pkt. II.4.3.2. obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:

- a) układów wzbudzenia,
- b) układów regulacji napięcia,
- c) sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (ARNE),
- d) systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
- e) urządzeń regulacji pierwotnej,
- f) czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,
- g) ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika,
- h) rodzaju i sposobie synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,
- i) wytwarzanych mocy czynnych i biernych,
- j) wyposażenia linii blokowych w układy automatyki.

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

II.4.5.1. Wymagania ogólne.

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

II.4.5.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez EnH2O. Układy i urządzenia EAZ powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez EnH2O.

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

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

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

II.4.5.1.5. EnH2O określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej EnH2O.

II.4.5.1.6. EnH2O dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.

II.4.5.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.

II.4.5.1.8. Nastawy czasowe EAZ należy dobierać w taki sposób, aby były możliwie jak najkrótsze, przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń oraz aby ograniczały czasy trwania zakłóceń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk grożących zbędnymi działaniami. 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 IRIESDn 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.
- II.4.5.1.12. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika.
- II.4.5.1.13. Należy stosować urządzenia realizujące funkcje ciągłej kontroli i samotestowania.
- II.4.5.1.14. Zaleca się wyposażenie obwodów wyłączających w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.
- II.4.5.1.15. W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację, np. wynikające z konstrukcji rozdzielnicy lub innych zabezpieczanych elementów.
- II.4.5.1.16. Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielniach sieci dystrybucyjnej EnH2O zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. Zaleca się wyposażenie w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN. Wymaga się wyposażania w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN transformatorów zasilających, pól transformatorów potrzeb własnych oraz pól linii współpracujących z lokalnymi źródłami wytwórczymi. Rejestratory zakłóceń powinny rejestrować wielkości przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego wystąpieniu aż do wyłączenia.
- II.4.5.1.17. Stosuje się następujące sygnalizacje:
- 1) Np. (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 niewymagającego 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 transformatorów

- II.4.5.2.1. Transformatory mocy dwu- i wielouzwojeniowe mają być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach po stronie SN,
- 2) zabezpieczenia przeciążeniowe po stronie nn.

Ponadto mogą być wyposażone w:

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

II.4.5.2.2. Transformatory SN/SN i nn/SN o mocy większej niż 1000 kVA 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.4.5.3. Wymagania dla sieci SN

II.4.5.3.1. Wymagania ogólne

II.4.5.3.1.1 Jeśli w IRIESDn nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie. Działanie na sygnalizację jest możliwe tylko w przypadku zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sytuacjach określonych w pkt. II.4.5.4.2.1. oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.

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

II.4.5.3.1.3. 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.4.5.3.1.4 Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:

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

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

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

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

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

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

II.4.5.3.1. Wymagania dla linii SN

II.4.5.3.1.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatyki:

- 1) od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarcioowe o charakterystykach niezależnych,
- 2) od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej, jeśli jest taka potrzeba,

II.4.5.3.1.2. 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 zwarcioowe o charakterystykach niezależnych, każde z nich powinno mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej. Zaleca się taki dobór

- nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
 - 3) zabezpieczenia nad- i podnapięciowe zasilane z przekładników napięciowych umieszczonych za wyłącznikiem,
 - 4) 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.4.5.3.1.3. Pola linii współpracujące wyłącznie z jednostkami wytwórczymi powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciovowe o charakterystykach niezależnych, każde z nich powinno mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej, zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymagań ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje możliwość utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola, oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

II.4.5.3.2. Wymagania dla pól transformatorów potrzeb własnych

II.4.5.3.2.1. Pola potrzeb własnych powinny być wyposażone w następujące układy EAZ:

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

II.4.5.3.2.2. W sieciach skompensowanych zaleca się dla prawidłowego działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach liniowych wprowadzenie dodatkowego prądu doziemnego. Wartość i charakter tego prądu powinny być dostosowane do zastosowanych zabezpieczeń.

II.4.5.3.2.3. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany dławik do kompensacji prądów ziemnozwarciowych, to należy wprowadzić możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego od zabezpieczenia nadprądowego w punkcie neutralnym

oraz uwzględnić zabezpieczenia fabryczne dławika i ewentualnie AWSCz lub innego układu wprowadzającego dodatkowy prąd doziemny.

II.4.5.3.2.4. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, to zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno mieć możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego 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.4.5.3.3. Wymagania dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej

II.4.5.3.3.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się w:

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

II.4.5.3.4. Wymagania dla łączników szyn

II.4.5.3.4.1. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

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

II.4.5.3.5. Wymagania dla pól pomiaru napięcia

II.4.5.3.5.1. Pola pomiaru napięcia w rozdzielniach SN powinny być wyposażone w działające na sygnalizację zabezpieczenia reagujące na:

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

II.4.5.3.6. Wymagania dla automatyzacji zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.4.5.3.6.1. Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

- 1) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta powinna odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,
- 2) zabezpieczenie szyn zbiorczych, które może być w wykonaniu różnicowym poprzecznym lub nadprądowo-logicznym. Automatyka ta powinna odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi. Zabezpieczenie to powinno działać z czasem nie dłuższym niż 0,3 s,

II.4.5.3.6.2. W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:

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

II.4.5.5. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

II.4.5.5.1. Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.

II.4.5.5.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych pracujących w sieci trójfazowej powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

II.4.5.5.3. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nn, powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia nadprądowe,
- 2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,
- 3) zabezpieczenie skutków od pracy niepełnofazowej.

II.4.5.5.4. EnH2O 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 EnH2O lub przez niego ustalone.

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 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciove,
 - 2) nad- i podnapięciowe,
 - 3) nad- i podczęstotliwościowe,
 - 4) ziemnozwarciowe.
- II.4.5.5.6.6. Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.
- II.4.5.5.6.7. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.

II.4.5.6. Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ

- II.4.5.6.1 EnH2O prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej IRIESDn oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.
- II.4.5.6.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej EnH2O zobowiązane są do eksploataowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego EnH2O, a tym samym utrzymywania tych elementów w należytych stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z EnH2O 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. EnH2O 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 EnH2O podlegają im również urządzenia EAZ.

II.4.6. Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych.

II.4.6.1. Wymagania ogólne

- II.4.6.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRIESDn obowiązują z dniem jej wejścia w życie w przypadkach:

- a) układów pomiarowych budowanych i modernizowanych,
- b) układów pomiarowych zainstalowanych u wytwórców lub odbiorców, którzy po wejściu w życie niniejszej IRIESDn skorzystają z prawa wyboru sprzedawcy.

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych do wymagań zawartych w niniejszej IRIESDn 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 IRIESDn.

- II.4.6.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku urządzeń, dla których nie jest wymagana legalizacja lub homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo potwierdzające poprawność pomiarów (świadectwo wzorcowania). Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym.

Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych oraz oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz z wcześniej wystawionym świadectwem legalizacji, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do EnH2O. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokołów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań w uprawnionym laboratorium zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Powyższe urządzenia powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie badań przez uprawnione laboratorium.

- II.4.6.1.3. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.

- II.4.6.1.4. Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:

- a) w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,
- b) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,

- c) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii oraz źródła pracujące w skojarzeniu, dodatkowo na zaciskach generatorów źródeł wytwórczych niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy - Prawo energetyczne.

Za zgodą EnH2O, w uzasadnionych technicznie przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowych budowanych i modernizowanych po stronie nn dla odbiorców III i VI grupy przyłączeniowej.

- II.4.6.1.5. EnH2O wraz z ENERGA - OPERATOR S.A. uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR, z uwzględnieniem postanowień IRiESP, dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.

- II.4.6.1.6. EnH2O wraz z ENERGA – OPERATOR S.A. uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

- II.4.6.1.7 . Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 7 kategorii:

- a) kat. B1 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 GWh,
- b) kat. B2 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie),
- c) kat. B3 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie),
- d) kat. B4 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW i nie większej niż 800 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh (wyłącznie),
- e) kat. B5 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh (wyłącznie),
- f) kat. C1 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh,
- g) kat. C2 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej większej niż 40 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej większym niż 200 MWh (wyłącznie).

W przypadku układów pomiarowych kategorii B i C, kwalifikacja do poszczególnych kategorii jest uwarunkowana przekroczeniem granicznej wartości jednego z dwóch wymienionych kryteriów tj. mocy pobieranej lub rocznego zużycia energii. Wartość mocy pobieranej ustalana jest z uwzględnieniem wartości mocy umownej podmiotu, o ile ta moc jest znana EnH2O. W przeciwnym przypadku uwzględnia się moc przyłączeniową podmiotu.

Zakwalifikowanie do poszczególnych kategorii dokonywane jest w momencie zaistnienia, co najmniej jednego z przypadków, o których mowa w pkt. II.4.7.1.7. a) i b).

- II.4.6.1.8. Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:
- a) dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzone w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,
 - b) jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia dla odbiorców nie posiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 40 kW,
 - c) jednokierunkowy pomiar energii czynnej, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1,
 - d) jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzania ilości wytworzonej energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.
- II.4.6.1.9. Transmisja danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej do LSPR powinna być realizowana za pośrednictwem: wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej, 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 EnH2O.
- II.4.6.1.10. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest: 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.4.6.1.11. Miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego określa EnH2O w warunkach przyłączenia. Dodatkowo miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego może być określone w umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.
- II.4.6.1.12. Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20-120% ich prądu znamionowego. Dopuszcza się, aby przekładniki prądowe były tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:
- a) 20-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5,
 - b) 5-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5S i 0,2,
 - c) 1-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,2S.
- W przypadku zastosowania przekładników prądowych o klasie dokładności 0,5S lub 0,2S ich prąd znamionowy wtórny winien wynosić 5A.
- W szczególnie uzasadnionych przypadkach, za zgodą EnH2O, dopuszcza się stosowanie przekładników prądowych o przeciążalności do 200% prądu znamionowego, przy zachowaniu dokładności pomiaru wymaganego w danej klasie.
- Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni

przekładników. W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego, jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.

- II.4.6.1.13. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.
- II.4.6.1.14. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych nowobudowanych i modernizowanych powinien być ≤ 5 . W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku $FS > 5$, o ile spełniają one pozostałe wymagania IRIESDn.
- II.4.6.1.15. 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 zafalszowanie jego wskazań.
- II.4.6.1.16. Zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.4.7.1.7., następuje na wniosek odbiorcy lub EnH2O. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- II.4.6.1.17. W przypadku zmiany charakteru odbioru, EnH2O może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRIESDn.
- II.4.6.1.18. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie zgłaszane przez odbiorcę, wytwórcę, sprzedawcę lub EnH2O.
- II.4.6.1.19. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, odbiorca lub EnH2O ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
- II.4.6.1.20. 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 EnH2O.
- II.4.6.1.21. EnH2O przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14-stu dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż EnH2O, to podmiot ten ma obowiązek przekazać EnH2O zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.
- II.4.6.1.22. 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.4.7.1.23. EnH2O przekazuje odbiorcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.4.6.1.24. Jeżeli EnH2O nie jest właścicielem układu pomiarowego, EnH2O zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia kalendarzowego, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.4.7.1.25.
- II.4.6.1.25. W ciągu 30 - stu dni kalendarzowych od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, odbiorca lub EnH2O może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. EnH2O umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- II.4.6.1.26. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.4.7.1.25. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- II.4.6.1.27. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRIESDn.
- II.4.6.1.28. 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.4.7.1.26., a EnH2O 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.4.6.1.29. 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.4.6.1.30. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, EnH2O wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.
- II.4.6.1.31. Bez względu na kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego, EnH2O ma prawo zainstalować własny licznik komunikujący się z LSPR w podstawowym układzie pomiarowym.
- II.4.6.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B.**
- II.4.6.2.1. 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 pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
- c) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
- d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- e) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- f) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut, przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego, co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
- h) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych do LSPR EnH2O nie częściej niż 4 razy na dobę,
- i) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego (podstawowego) wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych, przy czym dopuszcza się wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych na serwer ftp, dedykowane platformy wymiany danych lub za pomocą poczty elektronicznej). Nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
- j) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.6.2.2. 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 pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
- c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej, układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut, przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego, co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- f) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR EnH2O nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych. Nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
- g) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.6.2.3. Dla układów pomiarowych kategorii B3, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut, przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego, co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR EnH2O nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych, nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.6.3.4. Dla układów pomiarowych kategorii B4, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut, przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego, co najmniej raz na dobę,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR EnH2O nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych. Nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.7.2.5. Dla układów pomiarowych kategorii B5, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut, przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego, co najmniej raz na dobę,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR EnH2O nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych,

- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.6.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C.

II.4.6.3.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1 są następujące:

- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej;
- b) EnH2O w przypadkach zbierania danych pomiarowych ze względów na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub ekonomicznymi może zdecydować o konieczności:
 - realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut, przez co najmniej 63 dni,
 - realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych do LSPR EnH2O,
 - pomiaru mocy i energii biernej.

II.4.6.3.2. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2 są następujące:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii 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 kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR EnH2O nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych,
- e) powinien być możliwy lokalny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.5. DANE PRZEKAZYWANE DO ENH2O SP. Z O.O. PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

II.5.1. Zakres danych

II.5.1.1. Dane przekazywane do EnH2O przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:

- a) dane opisujące stan istniejący,
- b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez E n H 2 O ,
- c) dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.

II.5.2. Dane opisujące stan istniejący.

II.5.2.1. Wytwórcy przekazują do EnH2O następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:

- a) nazwę węzła i napięcie przyłączenia,
- b) moc osiągalną,
- c) schematy, plany i konfigurację głównych układów elektrycznych,
- d) dane jednostek wytwórczych,

- e) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.
- II.5.2.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nn, przekazują do EnH2O następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:
- a) dane o węzłach i ich wyposażeniu, liniach wraz ze schematami i planami, transformatorach,
 - b) dane o ewentualnych jednostkach wytwórczych,
 - c) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.
- II.5.2.3. Dane o węzłach obejmują w szczególności:
- a) nazwę węzła,
 - b) rodzaj i schemat stacji,
 - c) rodzaj pól i ich wyposażenie,
 - d) zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w charakterystycznych godzinach pomiarowych z uwzględnieniem i bez uwzględnienia mocy osiągalnych jednostek wytwórczych,
 - e) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną z uwzględnieniem i bez uwzględnienia produkcji energii elektrycznej jednostek wytwórczych,
 - f) udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,
 - g) moc bierną kompensującą, kondensatory ze znakiem „+”, dławiki ze znakiem „-”,
 - h) układ normalny pracy.
- II.5.2.4. Dane o liniach obejmują w szczególności:
- a) nazwę węzła początkowego,
 - b) nazwę węzła końcowego,
 - c) rezystancję linii,
 - d) reaktancję dla składowej zgodnej,
 - e) $\frac{1}{2}$ susceptancji poprzecznej pojemnościowej,
 - f) stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej,
 - g) $\frac{1}{2}$ konduktancji poprzecznej,
 - h) długość linii, typ i przekrój przewodów,
 - i) obciążalność termiczną linii w sezonie zimowym,
 - j) obciążalność termiczną linii w sezonie letnim,
 - k) serię słupów.
- II.5.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:
- a) nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,
 - b) dane znamionowe,
 - c) model zwarciov.
- II.5.2.6. Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:
- a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
 - b) sprawność przemiany energetycznej,
 - c) wskaźnik zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne jednostek wytwórczych,
 - d) produkcję energii elektrycznej,
 - e) wskaźniki odstawień awaryjnych,
 - f) parametry jakościowe paliwa (QAS) wraz z jego zużyciem,
 - g) emisje zanieczyszczeń SO₂, NO_x, pyły i CO₂,
 - h) stosowane instalacje ochrony środowiska (wraz z ich sprawnością),

- i) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
- j) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem $X'd$ generatora,
- k) maksymalną wartość siły elektromotorycznej $E'max$ podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
- l) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza- transformator blokowy,
- m) znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,
- n) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,
- o) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,
- p) reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator,
- q) moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,
- r) moc czynną potrzeb własnych,
- s) współczynnik mocy potrzeb własnych,
- t) maksymalną generowaną moc czynną,
- u) minimalną generowaną moc czynną,
- v) dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną i maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym, x) statyzm turbiny,
- w) reaktancję podprześciową generatora w osi d w jednostkach względnych,
- x) 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 EnH2O.

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III.1. PRZEPISY OGÓLNE

III.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej EnH2O 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 EnH2O 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 EnH2O przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
- e) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.

- III.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji przy zachowaniu należytej staranności poprzez m.in. wykonywanie oględzin, przeglądów, konserwacji i remontów oraz badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych.
Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci może na podstawie umowy powierzyć prowadzenie eksploatacji swoich urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, z uwzględnieniem zasad określonych w niniejszej IRiESDn.
- III.1.4. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz EnH2O uzgodnienie innych niż określone w IRiESDn standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.
- III.1.5. EnH2O prowadzi eksploatację własnych urządzeń elektroenergetycznych, zgodnie z zapisami niniejszej IRiESDn 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 EnH2O zobowiązane są do eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób niezagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej, telemechaniki i układy pomiarowo-rozliczeniowe) oraz obowiązki stron w zakresie utrzymywania tych elementów w należytych stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.
EnH2O 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.2. PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI

- III.2.1. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci: nowych, przebudowanych i po remoncie - następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej oraz spełnieniu wymagań, o których mowa w pkt. VII.6. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.
- III.2.2. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z EnH2O, jeżeli właścicielem nie jest EnH2O) dokonuje odbioru urządzeń, instalacji i sieci z udziałem przedstawiciela EnH2O oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w niniejszej IRiESDn.
EnH2O, 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 EnH2O.

III.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

- III.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych EnH2O są prowadzone w uzgodnieniu z EnH2O.

- III.4.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z EnH2O reguluje umowa.

- III.4.3. EnH2O dokonuje niezbędnych uzgodnień planowanych prac eksploatacyjnych w zakresie, w jakim mogą one mieć wpływ na pracę sieci, której ruch prowadzą inni operatorzy.

III.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA

- III.5.1. Właściciel obiektu lub urządzenia elektroenergetycznego prowadzi i na bieżąco aktualizuje następującą dokumentację:

- a) dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację prawną i techniczną,
- b) dla urządzeń – dokumentację techniczną.

Dopuszcza się prowadzenie oraz aktualizacje dokumentacji przez inny podmiot działający podstawie umowy zawartej z właścicielem. Rodzaj i zakres prowadzonej dokumentacji określa umowa.

- III.5.2. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:

- a) decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – jeżeli jest wymagana,
- b) dokumenty stwierdzające stan prawno-własnościowy nieruchomości,
- c) pozwolenie na budowę wraz z załącznikami,
- d) pozwolenie na użytkowanie – jeżeli jest wymagane.

- III.5.3. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:

- a) dokumentację projektową i powykonawczą,
- b) protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,
- c) dokumentację techniczną – ruchową urządzeń,
- d) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,
- e) dokumentację eksploatacyjną i ruchową.

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

- a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji,
- b) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
- c) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,

- d) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, prób i pomiarów,
- e) wykaz niezbędnych części zamiennych,
- f) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
- g) dziennik operacyjny,
- h) schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności,
- i) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
- j) karty przełączeń,
- k) ewidencję założonych uziemień,
- l) programy łączeniowe,
- m) wykaz personelu ruchowego.

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

- a) ogólną charakterystykę urządzenia,
- b) niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,
- c) wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,
- d) określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i wyłączeniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
- e) zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób, pomiarów i badań,
- f) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,
- g) zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,
- h) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego,
- i) informacje o środkach łączności,
- j) wymagania związane z ochroną środowiska naturalnego,
- k) zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,
- l) opis zastosowanych środków ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz środków w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia.

III.6. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH

III.6.1. Podmioty prowadzące eksploatację sieci dystrybucyjnej oraz urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wymieniają wzajemnie informacje eksploatacyjne. Odbiorcy i wytwórcy mogą uzyskać od EnH2O informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej EnH2O w zakresie związanym z bezpieczeństwem i niezawodnością pracy ich urządzeń i instalacji.

III.6.2. Wymiana informacji eksploatacyjnych obejmuje w zależności od potrzeb:

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

III.6.3. Informacje eksploatacyjne, o których mowa w pkt. III.6.2., są aktualizowane i przekazywane na bieżąco.

III.6.4. EnH2O oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej EnH2O stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.

III.6.5. EnH2O sporządza i aktualizuje schematy sieci dystrybucyjnej EnH2O.

III.7. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

III.7.1. EnH2O oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej EnH2O są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych obowiązującymi normami i przepisami prawnymi.

III.7.2. EnH2O stosuje środki techniczne i organizacyjne ograniczające wpływ pracy urządzeń elektrycznych na środowisko naturalne.

III.7.3. Dokumentacja projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie wymogów ochrony środowiska z właściwymi organami administracji, jeśli uzgodnienia takie są wymagane obowiązującymi przepisami prawa.

III.8. OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA

III.8.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami prawnymi.

III.8.2. EnH2O zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

III.9. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

III.9.1. EnH2O opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej En H2O obejmujące w szczególności:

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

III.9.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych EnH2O zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej EnH2O lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.

III.9.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej EnH2O uzgadniają z EnH2O prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć one wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.

III.9.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej EnH2O są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej EnH2O ustalonego w pkt. VI.6.

- III.9.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej EnH2O przekazują do EnH2O zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt.VI.6.

III.10. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

- III.10.1. EnH2O opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.
- III.10.2. Pracownicy zatrudnieni przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinni posiadać odpowiednie kwalifikacje i spełniać określone wymagania zdrowotne oraz być przeszkoleni do pracy na zajmowanych stanowiskach.

IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

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

- IV.1.1. 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 następnym:
- a) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,
 - b) katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej,
 - c) wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym,
 - d) strajku lub niepokojów społecznych,
 - e) obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości lub braku możliwości ich wykorzystania.
- 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 ma prawo stosować zgodnie z IRiESP Procedury Awaryjne w przypadku wystąpienia każdej z poniższych sytuacji:
- a) Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awarii sieciowej lub awarii w systemie,
 - b) Awarii systemów teleinformatycznych o podstawowym znaczeniu dla realizacji bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, między innymi takich jak WIRE, SOWE, system planowania pracy jednostek wytwórczych lub systemy wspomagania dyspozytorskiego.
- IV.1.5. W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, JWCD i JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń operatora systemu przesyłowego. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń ENERGA-OPERATOR SA. W przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie niepowodujących wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, bezpośrednie polecenia właściwych operatorów realizują podmioty bezpośrednio zaangażowane w proces usunięcia skutków awarii.
- IV.1.6. ENERGA – OPERATOR SA wraz z OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, awarii sieciowej lub awarii w systemie.
- IV.1.7. Jeżeli zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awaria sieciowa lub awaria w systemie, lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nieobjętych awarią lub stanem zagrożenia, EnH2O udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.
- IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**
- IV.2.1. EnH2O prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną EnH2O.
- IV.2.2. EnH2O 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 ENERGA –

OPERATOR SA 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.

EnH2O na polecenie ENERGA – OPERATOR SA lub OSP podejmuje w szczególności następujące działania:

- a) wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci nJWCD,
- b) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania EnH2O 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 napięcia, określony w pkt. IV.3.6.

IV.3.2. Tryb normalny.

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

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

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

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

IV.3.2.3. OSP we współpracy z ENERGA – OPERATOR SA 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:
- uzgodnienia z Prezesem URE w przypadku planów opracowywanych przez OSP,
 - uzgodnienia z OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDp,
 - uzgodnienia z ENERGA – OPERATOR SA, w przypadku planów opracowywanych przez EnH2O,
 - corocznej aktualizacji w terminie do dnia 31 sierpnia.
- IV.3.2.7. Procedura przygotowania planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym obejmuje:
- przygotowanie przez EnH2O w terminie do 30 kwietnia, wstępnego planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania EnH2O,
 - uzgodnienie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przygotowanego przez EnH2O z operatorem systemu przesyłowego,
 - powiadomienie odbiorców, w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób przyjęty zwyczajowo przez EnH2O lub w formie elektronicznej na stronie internetowej EnH2O, o uzgodnionym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w terminie do 4 tygodni od przekazania do EnH2O przez ENERGA – OPERATOR SA lub OSP uzgodnionego pomiędzy Prezesem URE, a operatorem systemu przesyłowego tego planu, nie później jednak niż na 30 dni kalendarzowych przed dniem obowiązywania ograniczeń.
- W przypadku zmiany wielkości ograniczeń w poborze mocy i minimalnego dobowego poboru energii elektrycznej, EnH2O przyłączona do sieci ENERGA - OPERATOR SA jest zobowiązana do powiadomienia o tym ENERGA - OPERATOR w formie pisemnej w terminie 4 dni kalendarzowych od zaistniałej zmiany.
- IV.3.2.8. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, ujęte w planach wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, poprzez ograniczenie poboru mocy, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:
- 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc do wysokości mocy umownej,
 - stopnie zasilania od 12 do 19 powinny zapewniać równomierne obniżanie mocy pobieranej przez odbiorcę,
 - 20 stopień zasilania określa, iż odbiorca może pobierać moc do wysokości ustalonego minimum, niepowodującego:
 - zagrożeń 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 środkach masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo - energetyczne. W przypadku zróżnicowania wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do stopni zasilania ogłoszonych w komunikatach, EnH2O powiadamia odbiorców EnH2O ujętych w planach ograniczeń indywidualnie w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób zwyczajowo przyjęty w EnH2O.

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

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

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

IV.3.23. 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 ENERGA – OPERATOR SA,

wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, ENERGA – OPERTOR SA jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie służby dyspozytorskie OSP.

- 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).i i).
- IV.3.4.4. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu znamionowym 110 kV, transformatorów 110 kV/SN, linii i stacji średnich napięć, zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, na obszarze wskazanym przez służby dyspozytorskie wydające decyzję o wprowadzeniu wyłączeń awaryjnych.
- IV.3.4.5. OSP w porozumieniu z ENERGA – OPERATOR SA 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 ENERGA – OPERATOR SA 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 ograniczenia poziomu napięcia**
- IV.3.5.1. 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.3.5.2. Ograniczenie poziomu napięć na danym obszarze powinno być zrealizowane na polecenie OSP poprzez:
- a) zablokowanie automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN i utrzymywaniu poleconej bądź aktualnej pozycji przełącznika zaczerw transformatora 110 kV/SN, lub
 - b) obniżenie o 5% zadanego napięcia SN układów automatycznej regulacji napięcia transformatorów 110 kV/SN.

- IV.3.5.3. Ograniczenie poziomu napięć powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, w czasie nie dłuższej niż do 60 minut od wydania polecenia; zalecany czas wprowadzenia nie powinien przekraczać 30 min.

V. WSPÓŁPRACA EnH2O Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

- V.1. EnH2O współpracuje z następującymi operatorami:
- a) operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - b) operatorami handlowo-technicznymi,
 - c) operatorami handlowymi,
 - d) operatorami pomiarów,
- oraz innymi użytkownikami systemu, w tym odbiorcami, wytwórcami i sprzedawcami.
- V.2. Zasady i zakres współpracy EnH2O z operatorem systemu dystrybucyjnego są określone w niniejszej IRIESDn.
- V.3. Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn), realizuje określone w prawie energetycznym, IRIESP oraz niniejszej IRIESDn obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego lub systemu połączonego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.
- V.4. Zasady i zakres współpracy z EnH2O ENERGIA – OPERATOR SA, są określone w niniejszej IRIESDn i IRIESP oraz instrukcjach współpracy ruchowej i w stosownych umowach zawartych pomiędzy ENERGIA – OPERATOR SA a EnH2O.
- V.5. EnH2O umożliwia realizację umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci, również poprzez zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- a) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi EnH2O zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - b) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania EnH2O,
 - c) wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej,

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ EnH2O SP. Z O.O.**VI.1. OBOWIĄZKI EnH2O SP. Z O.O.**

VI.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu En H 2O na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej EnH2O w szczególności:

- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej EnH2O, 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 EnH2O,
- c) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeniom dostaw energii elektrycznej,
- d) prowadzi działania sterownicze,
- e) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji,
- f) wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym,
- g) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej EnH2O awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, samodzielnie oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
- h) zbiera i przekazuje do ENERGA – OPERATOR SA dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy zgodnie z IRIESDn.

VI.1.2. Planowanie pracy sieci dystrybucyjnej EnH2O odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych.

VI.1.3. EnH2O na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem system dystrybucyjnego.

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

VI.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w pkt. VI.1., EnH2O organizuje służby dyspozytorskie i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb.

VI.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez EnH2O i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej EnH2O ma charakter hierarchiczny, służby dyspozytorskie niższego szczebla są podporządkowane ruchowo służbom dyspozytorskim wyższego szczebla.

VI.2.3. Służby dyspozytorskie EnH2O 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.2.4. EnH2O przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:

- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej EnH2O,

- b) pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej EnH2O,
 - c) urządzeniami sieci dystrybucyjnej EnH2O,
 - d) liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni OSDp, na podstawie zawartych umów,
 - e) czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.
- VI.2.5. Służby dyspozytorskie, o których mowa w pkt. VI.2.4., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające w szczególności na:
- a) monitorowaniu pracy urządzeń,
 - b) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
 - c) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.
- VI.2.6. Służby dyspozytorskie EnH2O na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:
- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej EnH2O operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej EnH2O operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie lub personel dyżurny wg podziału kompetencji,
 - d) źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie.
- VI.2.7. Służby dyspozytorskie, o których mowa w pkt. VI.2.6. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego EnH2O, polegający w szczególności na:
- a) bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
 - b) przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
 - c) wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.
- VI.2.8. Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.
- VI.2.9. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej EnH2O o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV zaliczone do III i VI grupy przyłączeniowej oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, a także w uzasadnionych przypadkach inne podmioty wskazane przez EnH2O opracowują instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESDn.
- VI.2.10. Przedmiotem instrukcji współpracy, o których mowa w pkt. VI.2.8. oraz VI.2.9. 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.2.11. Użytkownicy systemu zobowiązani są do wykonywania łączów ruchowych oraz prowadzenia rozmów ruchowych ze służbami dyspozytorskimi EnH2O, zgodnie z instrukcjami współpracy oraz niniejszą IRIESDn.

VI.3. UKŁADY NORMALNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.3.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej EnH2O 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.3.2. EnH2O określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania układów normalnych pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.

VI.3.3. 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) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
- i) harmonogram pracy transformatorów,
- j) wykaz jednostek wytwórczych.

VI.4. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

VI.4.1. Programy łączeniowe opracowuje się w przypadku konieczności prowadzenia złożonych operacji łączeniowych w związku z wykonywanymi pracami sieciowymi.

VI.4.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.

VI.4.3. 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.

VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ EnH2O SP. Z O.O.

- VII.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej EnH2O w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:
- a) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwale,
 - b) napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,
 - c) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci,
- VII.2 Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych EnH2O powinny spełniać wymagania określone w standardach/wytycznych budowy systemów elektroenergetycznych obowiązujących w EnH2O.

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. W normalnych warunkach pracy sieci (wyłączając przerwy w zasilaniu), w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyień $\pm 10\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (przy współczynniku tg ϕ nie większym niż 0,4) dla sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV – w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe.
- VIII.1.3. W normalnych warunkach pracy sieci, dla odbiorców, których urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone są bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV ustala się następujące parametry techniczne energii elektrycznej:
- 1) wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
 - a) 50 Hz $\pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
 - b) 50 Hz $\pm 4\%$ (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia,
 - 2) przez 95% czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła Plt spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od:
 - a) 0,8 dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV,
 - b) 1 dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
 - 3) w ciągu każdego tygodnia, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:

- a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego, powinno mieścić się w przedziale od 0% do 1% wartości składowej kolejności zgodnej dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV oraz od 0% do 2% dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
- b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego, powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110 kV:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
nie będące krotnością 3		będące krotnością 3		Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (uh)
Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (uh)	Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (uh)		
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%				

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

Warunkiem utrzymania parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w powyższych podpunktach 1) - 4), jest pobieranie przez odbiorcę mocy nie większej od mocy umownej, przy współczynniku tg φ 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.2.1., jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

- VIII.2.3. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa.
- VIII.2.4. 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. EnH2O w terminie do dnia 31 marca każdego roku, podaje do publicznej wiadomości przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego:
- 1) wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
 - 2) wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
 - 3) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.
- Wskaźniki określone w podpunktach 1) i 2) wyznacza się oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw.
- Dla każdego wskaźnika, o którym mowa w podpunktach 1), 2) i 3), należy podać liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.
- VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ**
- VIII.3.1. **Ustala się poniższe dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej.**
- VIII.3.2. Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej wprowadzanych przez odbiorniki w sieciach niskich napięć
- VIII.3.2.1. Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła
- W przypadku odbiorników o fazowym prądzie znamionowym $\leq 75A$, wprowadza się następujące maksymalnie dopuszczalne poziomy:
- a) wartość Pst nie powinna być większa niż 1,

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

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

VIII.3.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu

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

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

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
$15 \leq n \leq 39$	$0,225 \times (15 / n)$
Harmoniczne parzyste	
2	1,62
4	0,645
6	0,45
$8 \leq n \leq 40$	$0,345 \times (8 / n)$

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
* współczynnik mocy obwodu λ	

Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, w przeliczeniu na Wat [107a/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)	$3,85 / n$	Patrz Tablica 1.

VIII.3.2.2.3. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu powodowane przez odbiorniki o fazy azowym 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 harmonicznego [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznego, wyrażony w % harmonicznego podstawowego prądu zasilającego [%]
3	21,6
5	10,7
7	7,2
9	3,8
11	3,1
13	2
15	0,7
17	1,2
19	1,1
21	≤ 0,6
23	0,9
25	0,8
27	≤ 0,6
29	0,7
31	0,7
≥ 33	≤ 0,6

VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

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

- 1) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
- 2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- 3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci,
- 4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- 5) informowanie na piśmie, z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - b) rocznym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i

- instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
- c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
- 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba, że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
- 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy - Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESDn, 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 EnH2O,
- 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 IRiESDn.

- VIII.4.2. Na żądanie odbiorcy EnH2O 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.

EnH2O Sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

CZĘŚĆ SZCZEGÓŁOWA: BILANSOWANIE

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 (IRiESDn-Bilansowanie) wynikają z następujących przepisów i dokumentów:
- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą - Prawo energetyczne” oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
 - b) decyzji Prezesa URE nr DRE-4711-13(11)/2015/23940/BT z dnia 9 listopada 2015 r. o wyznaczeniu EnH2O Sp. z o.o. operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zwanego dalej EnH2O,
 - c) koncesji EnH2O na dystrybucję energii elektrycznej udzielonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzją nr DEE/348/23940/W/OGD/ 2015/PWi z dnia 31 marca 2015 r., z późn.zm,
 - d) taryfy EnH2O,
 - e) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), opracowanej przez OSP.
- A.1.2. OSDp, za pośrednictwem, którego OSDn współpracuje z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie bilansowania systemu dystrybucyjnego, jest ENERGA – OPERATOR SA.
- A.1.3. EnH2O zapewnia podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do EnH2O w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz pod warunkiem spełnienia przez te podmioty wymagań określonych w IRiESDn i umowach o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

- A.2.1. IRiESDn - Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej (umowa sprzedaży) lub umów kompleksowych zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez EnH2O, a w szczególności:
- a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
 - b) zasady kodyfikacji podmiotów,
 - c) procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub umowach kompleksowych i weryfikacji powiadomień oraz wymiany informacji w tym zakresie,
 - d) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,
 - e) zasady współpracy EnH2O z ENERGA – OPERATOR SA w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym,
 - f) procedurę zmiany sprzedawcy przez odbiorców,
 - g) zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego,
 - h) zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia,
 - i) postępowanie reklamacyjne,
 - j) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
 - k) zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców,

- l) zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwacji interwencyjnej

A.2.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRiESDn-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną EnH2O, 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 IRiESDn-Bilansowanie obowiązują:

- a) EnH2O,
- b) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej EnH2O,
- c) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze EnH2O,
- d) sprzedawców energii elektrycznej i przedsiębiorstwa obrotu,
- 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 EnH2O.

A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO

A.3.1. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie Rynku Bilansującego i prowadzenie centralnego mechanizmu bilansowania handlowego jest PSE S.A., który na mocy ustawy - Prawo energetyczne oraz posiadanej koncesji realizuje zadania OSP. Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego określa IRiESP- Bilansowanie.

A.3.2. EnH2O w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa umożliwia realizację umów sprzedaży energii elektrycznej – na podstawie GUD zawartej ze sprzedawcą oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z URD, zawartych przez podmioty przyłączone do jego sieci, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.

A.3.3. ENERGA - OPERATOR SA uczestniczy w administrowaniu rynkiem bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych (JG), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru sieci ENERGA - OPERATOR SA oraz sieci EnH2O, dla których EnH2O realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP, zgodnie z zapisami pkt. A.1.4.

A.3.4. Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej, funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).

A.3.5. POB jest wskazywany przez sprzedawcę oraz przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, w umowie o świadczenie usług dystrybucji. Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej i pobieranej z systemu, dla danego punktu poboru energii (PPE), dokonuje tylko jeden POB.

A.3.6. Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E niniejszej IRiESDn-Bilansowanie.

- A.3.7. Podstawą dokonania zmiany, o której mowa w pkt. A.3.6., jest wprowadzenie odpowiednich zmian we wszystkich wymaganych umowach pomiędzy EnH2O, sprzedawcą, wytwórcą, dotychczasowym POB i POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, zgodnie z zasadami opisanymi w rozdziale E.
- A.3.8. Informacja o podmiotach pełniących funkcję sprzedawcy rezerwowego, o których mowa w ustawie - Prawo energetyczne, podana jest na stronie internetowej EnH2O oraz udostępniana jest w siedzibie EnH2O.
- A.3.9. EnH2O zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- a) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł GUD,
 - b) informacje o sprzedawcy rezerwowym energii elektrycznej,
 - c) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej i URB pełniącymi funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe.
- A.3.10. Warunki i zakres współpracy ENERGA – OPERATOR SA z EnH2O, określa umowa zawarta pomiędzy ENERGA – OPERATOR SA a EnH2O.
- A.4. WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY I UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA**
- A.4.1. EnH2O zapewnia użytkownikom systemu dystrybucyjnego realizację umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do EnH2O w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz przy spełnieniu przez te podmioty wymagań określonych w IRiESDn i odpowiednich umowach zawartych z EnH2O.
- A.4.2. Wytwórcy, odbiorcy oraz sprzedawcy, którzy posiadają zawartą EnH2O umowę dystrybucji, mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESDn-Bilansowanie innym podmiotom, o ile nie jest to sprzeczne z przepisami obowiązującego prawa i posiadanymi koncesjami. Podmioty te działają w imieniu i na rzecz wytwórcy, odbiorcy lub sprzedawcy.
- A.4.3. Warunki i wymagania formalno-prawne**
- A.4.3.1. EnH2O, z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.5., realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii elektrycznej, po:
- a) uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji – jeżeli jest taki wymóg prawny,
 - b) zawarciu przez URD umowy dystrybucji z EnH2O,
 - c) zawarciu przez URD typu odbiorca (URDO) umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą generalną umowę dystrybucji z EnH2O,
 - d) zawarciu przez URD typu wytwórcy (URDW) umowy z wybranym POB, posiadającym zawartą umowę dystrybucji z EnH2O.
- A.4.3.2. Umowa dystrybucji zawarta pomiędzy URD a EnH2O powinna spełniać wymagania określone w ustawie - Prawo energetyczne i zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) wskazanie POB, a w przypadku URD typu wytwórca (URDW) również zasad jego zmiany,
- b) sposób i zasady rozliczeń z EnH2O z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB – dotyczy URD typu wytwórca (URDW),
- c) algorytm wyznaczania rzeczywistej ilości energii w Punkcie Dostarczania Energii (PDE), zgodny z pkt. C.1.5.

A.4.3.3. Podmiot posiadający: zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB w sieci EnH2O zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z EnH2O oraz spełniający procedury i warunki zawarte w niniejszej IRIESDn, może pełnić funkcję POB. Umowa dystrybucji zawierana przez EnH2O z POB powinna spełniać wymagania określone w ustawie -Prawo energetyczne oraz zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) oświadczenie POB o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiające prowadzenie działalności na rynku bilansującym,
- b) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,
- c) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w branży elektroenergetycznej – jeżeli jest taki wymóg prawny,
- d) osoby upoważnione do kontaktu z EnH2O oraz ich dane adresowe,
- e) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze EnH2O,
- f) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB), za których bilansowanie handlowe odpowiada POB,
- g) wykaz sprzedawców i wytwórców, dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego,
- h) zobowiązanie POB do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu lub o zawieszeniu albo zaprzestaniu prowadzenia działalności na RB w rozumieniu IRIESP,
- i) 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,
- j) zasady przekazywania przez EnH2O na MB przyporządkowane temu POB, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru EnH2O oraz obszaru EnH2O, dla którego ENERGA – OPERATOR SA realizuje obowiązki współpracy z OSP w zakresie przekazywania danych pomiarowych.

A.4.3.4. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania EnH2O, posiadający GUD zawartą z EnH2O, może pełnić funkcję sprzedawcy. Podmiot ten może pełnić również funkcję sprzedawcy rezerwowego po zawarciu odrębnej umowy lub określeniu tego faktu w GUD. GUD określa warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej EnH2O, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży. GUD powinna spełniać wymagania określone w ustawie - Prawo energetyczne oraz zawierać, co najmniej następujące elementy:

- a) terminy i procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży,
- b) zasady obejmowania nią kolejnych URD i zobowiązania stron w tym zakresie,
- c) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z EnH2O,
- d) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących wygaśnięcia lub rozwiązywania umów, w tym umów sprzedaży zawartych przez Sprzedawcę z URD,
- e) zasady realizacji przez EnH2O umów sprzedaży zawieranych przez odbiorców ze sprzedawcą,

- f) osoby upoważnione do kontaktu z EnH2O oraz ich dane adresowe,
- g) zasady wstrzymywania i wznowiania przez EnH2O dostarczania energii do URD,
- h) zakres, zasady i terminy udostępniania danych dotyczących URD, w tym danych pomiarowo-rozliczeniowych, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
- i) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania EnH2O o utracie wskazanego POB w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu IRIESP-Bilansowanie,
- j) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego sprzedawcy.

A.4.3.5. W celu realizacji obowiązków w zakresie współpracy z OSP, o których mowa w pkt. A.1.2., EnH2O dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z ENERGA - OPERATOR SA umowę. Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) zakres obowiązków realizowanych przez ENERGA - OPERATOR SA oraz EnH2O,
- b) zgodę EnH2O na realizację jego obowiązków w zakresie współpracy z OSP przez ENERGA - OPERATOR SA,
- c) zobowiązanie EnH2O do zawierania ze sprzedawcami umów dystrybucji, których będzie wskazany POB, posiadający umowę, o której mowa w pkt A.4.3.4. zawartą z EnH2O,
- d) dane o posiadanych przez EnH2O koncesjach i decyzjach dotyczących sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej,
- e) osoby upoważnione do kontaktu z EnH2O oraz ich dane adresowe,
- f) zobowiązania stron do stosowania postanowień niniejszej IRIESDn,
- g) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonaniu,
- h) zasady obejmowania umową kolejnych URD z obszaru EnH2O,
- i) zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych.

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

A.5.1. EnH2O bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej i sieci EnH2O, 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 IRIESDn-Bilansowanie i postanowienia umów dystrybucyjnych.

ENERGA – OPERATOR SA bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci dystrybucyjnej EnH2O, na podstawie umowy zawartej z EnH2O.

A.5.2. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem bilansującym, ENERGA – OPERATOR SA realizuje następujące zadania:

- a) zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez POB,
- b) przekazuje do OSP ilości dostaw energii dla poszczególnych MB poszczególnych POB,
- c) przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania Rynku Bilansującego oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji,

W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem bilansującym, EnH2O realizuje następujące zadania:

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

- b) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii dotyczących URD do poszczególnych MB poszczególnych POB, pełniących dla tych URD funkcje podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- c) rozpatruje reklamacje URB dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
- d) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie przez URD podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie.

A.5.3. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem detalicznym, ENERGA – OPERATOR SA realizuje następujące zadania:

- a) przyporządkowuje do POB określone MB służące do reprezentowania na rynku bilansującym ilości dostarczanej energii elektrycznej na podstawie danych konfiguracyjnych przekazanych przez OSP oraz umów przesyłowych i umów dystrybucji lub umów kompleksowych,
- b) przekazuje do OSP dane konfiguracyjne niezbędne do monitorowania poprawności konfiguracji rynku bilansującego,
- c) rozpatruje reklamacje POB dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty, zgodnie z zapisami rozdziału H.

W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem detalicznym, EnH2O realizuje następujące zadania:

- a) przyporządkowuje sprzedawców oraz URD do poszczególnych MB, przydzielonych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie GUD oraz umów dystrybucji,
- b) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci dystrybucyjnej na podstawie GUD,
- c) realizuje procedurę zmiany POB przez sprzedawcę lub URD typu wytwórca,
- d) przekazuje do OSP dane konfiguracyjne niezbędne do monitorowania poprawności konfiguracji rynku bilansującego,
- e) rozpatruje reklamacje POB dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty, zgodnie z zapisami rozdziału H.

A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY EnH2O Z ENERGA – OPERATOR SA W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH DLA POTRZEB ROZLICZEŃ NA RYNKU BILANSUJĄCYM

A.6.1. Podstawą realizacji współpracy EnH2O z ENERGA – OPERATOR SA w zakresie przekazywania danych pomiarowych do OSP dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym, jest zawarcie stosownej umowy przez EnH2O z ENERGA – OPERATOR SA.

A.6.2. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych, EnH2O musi posiadać na dzień rozpoczęcia realizacji umowy, o której mowa w pkt. A.6.1., układy pomiarowo - rozliczeniowe służące do rozliczeń z ENERGA – OPERATOR SA, dostosowane do wymagań rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz niniejszej IRIESDn.

A.6.3. Warunkiem przekazywania przez ENERGA – OPERATOR SA, danych pomiarowych do OSP, jest jednoczesne obowiązywanie następujących umów:

- a) świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy ENERGA – OPERATOR SA a OSP,

- b) współpracy w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym zawartej pomiędzy EnH2O z ENERGA – OPERATOR SA,
 - c) świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy ENERGA – OPERATOR SA a podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe (POB), którego Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym URDn przyłączonych do sieci EnH2O.
- A.6.4. W celu umożliwienia ENERGA – OPERATOR SA przekazywania danych pomiarowych do OSP, EnH2O jest zobowiązany w szczególności do:
- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z niniejszą IRIESDn,
 - b) dostarczania do ENERGA – OPERATOR SA danych pomiarowych, o których mowa w ppkt. a), stanowiących rzeczywistą ilość energii elektrycznej pobranej z sieci EnH2O oddanej do sieci EnH2O, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe w miejscach dostarczenia URDn, na każdą godzinę doby handlowej, w podziale na sprzedawców, zagregowane na MB,
 - c) przekazywania do ENERGA – OPERATOR SA 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 EnH2O usług dystrybucji energii elektrycznej dla URDn lub o zaprzestaniu sprzedaży energii elektrycznej do URDn przez sprzedawcę,
 - e) niezwłocznego informowania ENERGA – OPERATOR SA o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.
- A.6.5. Przekazywanie danych przez ENERGA – OPERATOR SA do OSP obejmuje przekazywanie zagregowanych danych pomiarowych URDn, przyłączonych do sieci EnH2O 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. Wyznaczanie i przekazywanie do ENERGA – OPERATOR SA oraz udostępnianie danych pomiarowych do OSP, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszej IRIESDn.
- A.6.7. Zawieszenie lub zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym przez POB lub zaprzestanie niezależnie od przyczyny bilansowania handlowego sprzedawcy lub URDW w obszarze sieci EnH2O, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez ENERGA – OPERATOR SA danych pomiarowych na MB tego POB. Tym samym dane pomiarowe URDn będą uwzględniane w zużyciu energii elektrycznej EnH2O, chyba, że zostanie wskazany inny POB w terminie umożliwiającym zmianę konfiguracji obiektów tego POB (zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszej IRIESDn).
- A.6.8. Zaprzestanie przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej do URD, o ile nie ma sprzedawcy rezerwowego, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez ENERGA – OPERATOR SA danych pomiarowych na MB POB wybranego przez tego sprzedawcę, a tym samym dane pomiarowe URD będą powiększać zużycie energii elektrycznej EnH2O.

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD

- B.1. Umowa dystrybucji zawierana jest na wniosek URD lub upoważnionego przez niego sprzedawcę. Wzór wniosku jest przygotowany i opublikowany przez EnH2O na stronie internetowej.
- B.2. EnH2O wysyła parafowaną umowę dystrybucji w terminie do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URD;
- B.3. Umowa dystrybucji wchodzi w życie w dniu rozpoczęcia sprzedaży energii przez sprzedawcę, z którym URD ma zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej lub w dniu rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej, w przypadku, gdy umowa sprzedaży energii zawarta przez URD ze sprzedawcą nie będzie mogła być realizowana.
- B.4. Zasady zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej oraz umów kompleksowych określa rozdział F.

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH**C.1. WYZNACZANIE ORAZ PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH**

- C.1.1. EnH2O na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania Operatora Pomiarów w rozumieniu IRIESP, w zakresie FPP przypisanych do MB, które składają się na jednostkę grafikową będącą w posiadaniu EnH2O.
EnH2O może zlecić realizację niektórych funkcji Operatora Pomiarów innemu podmiotowi.
- C.1.2. Administrowanie przez EnH2O 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 w sieci dystrybucyjnej EnH2O,
 - c) wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych miejscach dostarczania energii elektrycznej,
 - d) udostępnianie OSP, ENERGA – OPERATOR SA, POB, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
 - e) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w ppkt. d), dotyczących przyporządkowanych im ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.
- C.1.3. EnH2O pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR).
EnH2O pozyskuje te dane w postaci:
- a) godzinowego pobrania/oddania energii przez URD wyznaczonego na podstawie profilu energii pochodzącego z liczników – dane godzinowe,
 - b) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii.

Ilości energii, które ze względu na dokładność nie zostały zarejestrowane w okresie rozliczeniowym powinny zostać przeniesione do następnego okresu. Dane pomiarowe, o których mowa:

- 1) w powyższym ppkt. a), EnH2O pozyskuje nie rzadziej niż 1 raz w miesiącu w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych ze zdalną transmisją danych pomiarowych oraz nie rzadziej niż 1 raz w okresie rozliczeniowym usług dystrybucyjnych w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych nie posiadających zdalnej transmisji danych pomiarowych,
- 2) w powyższym ppkt. b), EnH2O pozyskuje w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy ENERGA- OPERATOR SA. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez EnH2O harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i jest określany w umowach dystrybucyjnych lub w umowach kompleksowych.

- C.1.4. EnH2O 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. EnH2O wyznacza rzeczywiste ilości energii wynikające 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 IRIESDn, w przypadku awarii układu pomiarowego lub systemu transmisji danych lub,
 - c) danych szacunkowych w przypadku braku układu transmisji danych.
- C.1.6. Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzanej do sieci lub pobranej z sieci wykorzystuje się w pierwszej kolejności podstawowe układy pomiarowo-rozliczeniowe. W przypadku ich awarii lub wadliwego działania w następnej kolejności wykorzystywane są rezerwowe układy pomiarowo-rozliczeniowe.
- C.1.7. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w pkt. C.1.6. ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się w każdej godzinie doby, na podstawie:
- a) współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie) lub,
 - b) ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia poprzedzającego awarię.
- C.1.8. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, EnH2O w procesie udostępniania danych pomiarowych może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie z IRIESDn albo zgłoszone przez sprzedawcę, POB lub URD.
- C.1.9. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez EnH2O dla podmiotów posiadających zawarte umowy dystrybucji poprzez systemy wymiany informacji EnH2O, na zasadach i w terminach określonych w tych umowach oraz niniejszej IRIESDn.

- C.1.10. Na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, EnH2O wyznacza i udostępnia godzinowe dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe dla:
- OSP, jako zagregowane MB rynku bilansującego, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w IRiESP,
 - POB, jako zagregowane MB rynku bilansującego i MDD bilansowanych sprzedawców i URDW,
 - sprzedawców jako zagregowane MDD,
- zachowując zgodność przekazywanych danych ww. podmiotom.
- C.1.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego, EnH2O udostępnia następujące dane pomiarowe:
- a) a) Sprzedawcom:
- zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców w okresie rozliczeniowym, także w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej, umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD – przekazywane do piątego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucyjnych,
 - godzinowe URD po ich pozyskaniu przez EnH2O zgodnie z pkt. C.1.3.a).
- Sposób przekazywania danych określa GUD, zawarte pomiędzy sprzedawcą i EnH2O,
- b) URD:
- zużyciu w PPE za okres rozliczeniowy lub umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, przekazywane wraz z fakturą za usługi dystrybucyjne,
 - godzinowe URD – na zlecenie URD, na zasadach i warunkach określonych w umowie dystrybucyjnej lub odrębnej umowie zawartej pomiędzy URD a EnH2O.
- Zachowując zgodność przekazywanych danych ww. podmiotom dane pomiarowe są udostępniane z dokładnością do 1 kWh.
- C.1.12. EnH2O udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe, o których mowa w pkt. C.1.11.a) oraz wstępne dane pomiarowe (tylko w przypadku ich pozyskiwania przez EnH2O). Udostępnianie wstępnych danych pomiarowych odbywa się na zasadach określonych w GUD. Wstępne dane pomiarowe nie są podstawą do rozliczeń.
- C.1.13. Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń:
- 1) Rynku Bilansującego, korygowane są w przypadku:
- pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
 - korekty danych składowych,
 - rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,
- i zgłaszane są w najbliższym cyklu korekty rozliczeń na Rynku Bilansującym. W przypadku korekty danych pomiarowych, EnH2O przekazuje skorygowane dane także do podmiotów wymienionych w pkt. C.1.10. b) i c).
- 2) URD, korygowane są w przypadku:
- pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
 - korekty danych składowych,
 - rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,
- W przypadku korekty danych pomiarowych, EnH2O przekazuje sprzedawcy skorygowane dane.
- C.1.14. URD, sprzedawcy, oraz POB mają prawo wystąpić do EnH2O z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w rozdziale H niniejszej IRiESDn-Bilansowanie.

C.1.15. EnH2O wyznacza energię rzeczywistą w Miejscach Bilansowania typu MBOSD oraz MBZW na podstawie zapisów IRIESP oraz umowy przesyłowej zawartej z OSP oraz odpowiednio umowy zawartej pomiędzy parą ENERGA – OPERATOR SA.

C.1.16 Wymiana informacji pomiarowych pomiędzy EnH2O, a sprzedawcą odbywa się z wykorzystaniem kodu PPE.

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

D.1. WYMAGANIA OGÓLNE

D.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej zawarta w niniejszym rozdziale, dotyczy URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej EnH2O, nie objętych obszarem Rynku Bilansującego.

D.1.2. W dniu złożenia powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4.:

- a) URD powinien mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z EnH2O,
- b) w przypadku braku zawartej umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, o której mowa w ppkt. a), dopuszcza się złożenie przez upoważnionego sprzedawcę działającego w imieniu i na rzecz URD wraz z powiadomieniem, o którym mowa w pkt. D.2.4. oświadczenia woli (według wzoru zamieszczonego na stronie internetowej EnH2O) obejmującego zgodę URD na zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z EnH2O, na warunkach wynikających z:
 - wzoru umowy o świadczenie usług dystrybucji zamieszczonego na stronie internetowej EnH2O i stanowiącego integralną część wzoru oświadczenia,
 - taryfy EnH2O oraz IRIESDn zamieszczonych na stronie internetowej EnH2O,
 - dotychczasowej umowy kompleksowej lub umowy o świadczenie usług dystrybucji w zakresie warunków technicznych świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, o ile postanowienia umowy kompleksowej lub umowy o świadczenie usług dystrybucji w tym zakresie nie są sprzeczne z taryfą EnH2O oraz wzorem umowy, o którym mowa powyżej w ppkt. i.,

c) nowy sprzedawca energii elektrycznej powinien mieć zawartą GUD z EnH2O. Poprzez złożenie oświadczenia, o którym mowa w ppkt. b), następuje zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy URD i OSD, bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń. W takim przypadku OSD, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania oświadczenia, przekazuje sprzedawcy upoważnionemu przez URD potwierdzenie treści zawartej umowy o świadczenie usług dystrybucji.

D.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe podmiotów chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy muszą spełniać postanowienia IRIESDn na dzień złożenia powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4., z uwzględnieniem możliwości uzupełnienia braków formalnych w terminach, o których mowa w pkt. D.2.7. i D.2.8.

D.1.4. Przy każdej zmianie sprzedawcy przez URD, dokonywany jest odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy, dokonywane jest na podstawie odczytu wykonanego przez EnH2O maksymalnie z pięciodniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem.

Dla URD przyłączonych do sieci EnH2O na niskim napięciu, EnH2O może ustalić wskazania układu pomiarowo- rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy również na podstawie:

- 1) odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonanego przez URD na dzień zmiany sprzedawcy i przekazanego do EnH2O najpóźniej jeden dzień po zmianie sprzedawcy oraz zweryfikowanego i przyjętego przez EnH2O, a w przypadku braku możliwości ustalenia wskazań układu pomiarowo - rozliczeniowego w sposób, o którym mowa w pkt. 1,
- 2) ostatniego posiadanego przez EnH2O odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego URD, jednak nie starszego niż 3 miesiące, przeliczonego na dzień zmiany sprzedawcy na podstawie przyznanego profilu lub średniodobowego zużycia energii w ostatnim okresie rozliczeniowym usług dystrybucji, za który EnH2O posiada odczytane wskazania.

D.1.5. Zmiana sprzedawcy tj. przyjęcie przez EnH2O do realizacji nowej umowy sprzedaży, dokonywana jest zgodnie z procedurą opisaną w pkt. D.2.

D.1.6. URD może mieć dla jednego PPE zawartą dowolną ilość umów sprzedaży energii elektrycznej. W umowie o świadczenie usług dystrybucji URD wskazuje jednak tylko jednego ze swoich sprzedawców, który dokonuje powiadomienia, o którym mowa w pkt. F.1.1. Energia elektryczna zmierzona w PPE URD, będzie wykazywana na MB POB wskazanego w GUD przez tego sprzedawcę.

D.1.7. Sprzedawca nie później niż na 21 dni kalendarzowych przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej, informuje EnH2O o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży.

W przypadku nie dotrzymania przez sprzedawcę tego terminu, EnH2O będzie realizował dotychczasową umowę sprzedaży lub umowę kompleksową do 21 dnia kalendarzowego od uzyskania tej informacji przez EnH2O od sprzedawcy, chyba, że w terminie wcześniejszym nastąpi zmiana sprzedawcy.

D.1.8. URD może mieć w danym okresie dla jednego PPE zawartą obowiązującą tylko jedną umowę kompleksową albo o świadczenie usług dystrybucji.

D.1.9. Wymiana informacji między EnH2O i sprzedawcami odbywa się poprzez pocztę elektroniczną EnH2O.

D.1.10. Zmiana sprzedawcy nie może powodować pogorszenia technicznych warunków świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej.

D.2. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ

D.2.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez URD jest spełnienie wymagań określonych w pkt. D.1. oraz zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy EnH2O a URD – w przypadku zawarcia przez URD umowy sprzedaży,

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

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

- D.2.3. URD lub upoważniony przez niego nowy sprzedawca energii elektrycznej wypowiada umowę sprzedaży z dotychczasowym sprzedawcą energii elektrycznej.
- D.2.4. Nowy sprzedawca energii elektrycznej w imieniu własnym oraz URD, powiadamia EnH2O o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej, nie późniejszym niż 90 dni kalendarzowych od dnia złożenia powiadomienia. Powiadomienie składa się, za pomocą poczty elektronicznej EnH2O, nie później niż na 21 dni kalendarzowych przed planowanym terminem wejścia w życie umowy sprzedaży.
Dodatkowo URD może dokonać powiadomienia EnH2O o zawarciu umowy sprzedaży, poprzez złożenie wniosku (wzór wniosku powiadomienia jest publikowany na stronie internetowej EnH2O).
- D.2.5. Sprzedawca zobowiązany jest uzyskać pełnomocnictwo URD na dokonanie powiadomienia EnH2O, o którym mowa w pkt. D.2.4., w imieniu URD oraz złożyć EnH2O oświadczenie o fakcie posiadania tego pełnomocnictwa.
- D.2.6. EnH2O w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4., dokonuje jego weryfikacji oraz informuje podmiot, który przedłożył powiadomienie o wyniku weryfikacji. EnH2O dokonuje weryfikacji, zgodnie z zapisami rozdziału F.
- D.2.7. Jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt. D.2.4. zawiera błędy lub braki formalne, EnH2O informuje o tym sprzedawcę, który przedłożył powiadomienie w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania tego powiadomienia, wykazując wszystkie braki i informując o konieczności ich uzupełnienia.
- D.2.8. Jeżeli błędy lub braki formalne, o których mowa w pkt. D.2.7. nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, EnH2O dokonuje negatywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4., informując o tym sprzedawcę który przedłożył powiadomienie.
- D.2.9. Zmiana sprzedawcy i rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej przez nowego sprzedawcę następuje nie później niż w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia dokonania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4. pod warunkiem jego pozytywnej weryfikacji przez EnH2O, chyba że w powiadomieniu określony został termin późniejszy, z zastrzeżeniem terminów, o których mowa w pkt. D.2.4.
- D.2.10. EnH2O przekazuje do URD informację o przyjęciu do realizacji nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej wraz z oznaczeniem nowego sprzedawcy.
- D.2.11. Zmiana sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę.
Informacja od dotychczasowego sprzedawcy o braku możliwości rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej nie wstrzymuje procesu zmiany sprzedawcy.

D.3. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

- D.3.1. EnH2O 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 EnH2O:
- a) na stronach internetowych EnH2O,
 - b) w niniejszej IRIESDn opublikowanej na stronie internetowej EnH2O,
- D.3.3. W celu uzyskania szczegółowych informacji odbiorca może złożyć zapytanie następującymi drogami:
- a) osobiście,
 - b) listownie na adres EnH2O,
 - c) pocztą elektroniczną,
 - d) faksem,
 - e) telefonicznie.
- EnH2O udziela odbiorcy odpowiedzi dotyczących informacji szczegółowych taką drogą, jaką zostało złożone zapytanie, chyba, że odbiorca wskaże inną drogę udzielenia odpowiedzi.
- D.3.4. EnH2O 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 lub umowach kompleksowych oraz weryfikacji powiadomień,
 - g) zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
 - h) warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.
- D.3.5. Adresy pocztowe, adresy email oraz numery faksu niezbędne do kontaktu z EnH2O zamieszczone są na stronie internetowej EnH2O oraz na fakturach wystawianych przez EnH2O.
- D.3.6. EnH2O oraz sprzedawcy umieszczają nr PPE na wystawianych przez siebie fakturach dla URD z tytułu sprzedaży energii elektrycznej, świadczonych usług dystrybucji.

E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO

- E.1. Procedura ustanawiania i zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) przebiega zgodnie z zapisami IRIESDn-Bilansowanie oraz IRIESP- Bilansowanie. POB jest ustanawiany przez:
- 1) Sprzedawcę, który zamierza sprzedawać energię elektryczną URD typu odbiorca (URDo), przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej EnH2O;
 - 2) URD typu wytwórca (URDw), przyłączonego do sieci dystrybucyjnej EnH2O. URDo wskazuje w umowie dystrybucyjnej zawartej z EnH2O, ustanowionego przez

sprzedawcę POB, który będzie bilansował handlowo punkty poboru energii (PPE) tego URDo.

- E.2. Proces zmiany POB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe sprzedawcy lub URDw, jest realizowany według następującej procedury:
- 1) Sprzedawca lub URDw powiadamia EnH2O, na formularzu zgodnym z wzorem określonym w umowie dystrybucji, który jest zamieszczony na stronie internetowej EnH2O o planowanym przejęciu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe tego sprzedawcy lub URDw przez nowego POB; formularz ten powinien zostać podpisany zarówno przez nowego POB jak i sprzedawcę lub URDw;
 - 2) EnH2O dokonuje weryfikacji wypełnienia powiadomienia w ciągu 5 dni roboczych po jego otrzymaniu, pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami dystrybucyjnymi;
 - 3) EnH2O, w przypadku pozytywnej weryfikacji:
 - a) niezwłocznie informuje dotychczasowego POB o dacie, w której przestaje pełnić funkcję POB oraz dokonuje aktualizacji stosownych postanowień umowy dystrybucji z tym POB,
 - b) niezwłocznie informuje sprzedawcę lub URDw oraz nowego POB o dacie, w której następuje zmiana POB,
 - c) przyporządkowuje w swoich systemach informatycznych obsługi rynku energii PPE URDo posiadających umowę sprzedaży ze sprzedawcą lub miejsca dostarczania URDw do MB JGO, którą dysponuje nowy POB;
 - 4) EnH2O, w przypadku negatywnej weryfikacji zgłoszenia o którym mowa w ppkt. 1), informuje niezwłocznie nowego POB oraz sprzedawcę lub URDw 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, EnH2O przeprowadza zmiany w konfiguracji i strukturze obiektowej i podmiotowej rynku detalicznego, które obejmują POB przekazującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe (dotychczasowy POB) i POB przejmującego tę 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) URDw mogą być bilansowani handlowo tylko w MBw,
 - 4) URDo mogą być bilansowani handlowo tylko w MBo.
- E.5. Jeżeli EnH2O otrzyma powiadomienie, o którym mowa w pkt. E.2.1), od sprzedawcy lub URDw przed datą nadania i uaktywnienia na rynku bilansującym, zgodnie z zasadami określonymi w IRIESP, MB nowego POB w sieci dystrybucyjnej EnH2O, wówczas weryfikacja powiadomienia o zmianie POB jest negatywna.
- E.6. W przypadku, gdy POB wskazany przez sprzedawcę lub URDw, 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 URDo lub na EnH2O w przypadku utraty POB przez URDw. Jednocześnie z tym dniem sprzedaż energii lub

świadczenie rezerwowej usługi kompleksowej do URDo przejmie sprzedawca rezerwowy.

- E.7. Jeżeli sprzedaż energii do URDo, w przypadku, o którym mowa w pkt. E.6., nie przejmie sprzedawca rezerwowy lub URDo utraci sprzedawcę rezerwowego albo sprzedawca rezerwowy utraci wskazanego przez siebie POB, jako odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, wówczas URDo traci sprzedawcę rezerwowego. W takim przypadku sposób i zasady rozliczenia określone są w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy EnH2O a URDo.
- E.8. Jeżeli URDw utraci wskazany przez siebie podmiot odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, wówczas URDw, w porozumieniu z E n H 2 O , winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej EnH2O, a EnH2O ma prawo do wyłączenia tego URDw, bez ponoszenia przez EnH2O 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 EnH2O a URDw.
- E.9. EnH2O niezwłocznie po uzyskaniu od OSP informacji o planowanym zaprzestaniu działalności na rynku bilansującym przez POB powiadamia sprzedawcę lub URDw, którzy wskazali tego POB, jako odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe, o braku możliwości bilansowania handlowego przez wskazanego POB. W takim przypadku sprzedawca lub URDw jest zobowiązany do zmiany POB. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego POB, z zachowaniem postanowień niniejszego rozdziału E.
- E.10. POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy lub URDw jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania EnH2O i sprzedawcy lub URDw, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.
- E.11. Powiadomienie EnH2O o rozwiązaniu umowy o świadczenie usługi bilansowania handlowego pomiędzy POB i sprzedawcą lub POB i URDw powinno nastąpić niezwłocznie po uzyskaniu takich informacji przez zainteresowane Strony, jednak nie później niż 15 dni kalendarzowych przed planowanym zakończeniem świadczenia usługi bilansowania handlowego.

F. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY I UMOWACH KOMPLEKSOWYCH ORAZ O KONIECZNOŚCI ZAPRZESTANIA SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ ODBIORCY KOŃCOWEMU

F.1. OGÓLNE ZASADY POWIADAMIANIA

- F.1.1. Powiadamianie o zawartych umowach sprzedaży dokonywane jest zgodnie z pkt. D.2. EnH2O przyjmuje od sprzedawców powyższe powiadomienia o zawartych umowach sprzedaży poprzez pocztę elektroniczną E n H 2 O umożliwiającą wymianę informacji, danych i dokumentów.
- F.1.2. Powiadomienia dokonuje się na formularzu określonym przez EnH2O.
- F.1.3. Zawartość formularza powiadomienia, o którym mowa w pkt. F.1.2. określa załącznik do Generalnej Umowy Dystrybucyjnej (GUD).

- F.1.4. Proces zmiany sprzedawcy, o którym mowa w rozdziale D, rozpoczyna się od dnia otrzymania przez EnH2O od sprzedawcy powiadomienia, o którym mowa w pkt. F.1.1.
- F.1.5. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do informowania EnH2O o zmianach dokonanych w ww. umowach, w zakresie danych określonych w załączniku, o którym mowa w pkt. F.1.3. Powiadomienia należy dokonać poprzez pocztę elektroniczną EnH2O na formularzu określonym przez EnH2O, z wyprzedzeniem, co najmniej 7 dni kalendarzowych.
- F.1.6. Dla umów sprzedaży energii elektrycznej dotyczących nowego PPE lub nowego URD w danym PPE, sprzedawca zgłasza je do EnH2O za pośrednictwem powiadomienia o którym mowa w pkt. F.1.1. Weryfikacja powiadomienia następuje w okresie 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia przez EnH2O z uwzględnieniem możliwości korekty błędów i uzupełnienia braków formalnych w terminach, o których mowa w pkt. D.2.7 i D.2.8. W tym czasie EnH2O informuje sprzedawcę o wyniku weryfikacji. W przypadku weryfikacji pozytywnej następuje zabudowa układu pomiarowego lub podanie napięcie, a następnie EnH2O informuje sprzedawcę o dacie rozpoczęcia realizacji zgłoszonej przez niego umowy sprzedaży.
- F.1.7. Rozdzielenie umowy kompleksowej na umowę sprzedaży oraz umowę dystrybucyjną bez dokonywania zmiany sprzedawcy, wymaga zgłoszenia umowy sprzedaży na zasadach i w trybie określonym w pkt. D. Rozdzielenie umowy kompleksowej nie wymaga dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w IRiESD i rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
- F.2. WERYFIKACJA POWIADOMIEŃ**
- F.2.1. EnH2O dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, pod względem ich kompletności, zgodności z umowami o których mowa w pkt. A.4.3. oraz zgodności z zasadami opisanymi w IRiESDn.
- F.2.2. EnH2O przekazuje do sprzedawcy informację o pozytywnym lub negatywnym wyniku przeprowadzonej weryfikacji w postaci odpowiedniego kodu. W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomienia, EnH2O przekazuje do URD informację o przyjęciu do realizacji nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej wraz z oznaczeniem nowego sprzedawcy.
- F.2.3. Ponowne rozpatrzenie powiadomienia, w przypadku weryfikacji negatywnej, o której mowa w pkt. D.2.8., wymaga zgłoszenia umowy zgodnie z pkt. F.1.1.
- F.2.4. W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, o których mowa w pkt. F.1.1., EnH2O przystępuje do konfiguracji Punktów Dostarczania Energii (PDE) należących do URD oraz do MDD wchodzących w skład MB przyporządkowanego POB.

F.3. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY I UMOWACH KOMPLEKSOWYCH ORAZ O KONIECZNOŚCI ZAPRZESTANIA SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ ODBIORCY KOŃCOWEMU

F.3.1. Procedura wymiany informacji ze sprzedawcą o konieczności zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej odbiorcy końcowemu.

F.3.1.1. EnH2O Sp. z o.o. informuje sprzedawcę, który zawarł umowę sprzedaży lub umowę kompleksową z odbiorcą końcowym podłączonym do sieci energetycznej EnH2O Sp. z o.o., sprzedawcę rezerwowego, oraz odpowiedniego, operatora systemu dystrybucyjnego, do którego sieci przyłączony jest ten odbiorca końcowy, o konieczności zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej temu odbiorcy końcowemu oraz przewidywanej dacie zaprzestania tej sprzedaży, jeśli jest znana lub możliwa do ustalenia przez EnH2O Sp. z o.o., niezwłocznie, nie później niż w terminie 2 dni od dnia powzięcia przez EnH2O Sp. z o.o. informacji o braku możliwości dalszego wywiązywania się z umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej z tym odbiorcą końcowym. Informacje powyższe przesyłane są drogą pocztową lub mailową na adres uzgodniony z adresatem.

F.3.2. Procedura wymiany informacji z OSD o konieczności zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej sprzedawcy.

F.3.2.1. EnH2O Sp. z o.o. i Operatorzy systemu dystrybucyjnego informują się niezwłocznie o konieczności zaprzestania świadczenia usług dystrybucji lub usług przesyłania na rzecz sprzedawcy energii elektrycznej oraz o zdarzeniach, które mogą skutkować wystąpieniem konieczności zaprzestania świadczenia tych usług, w szczególności związanych z brakiem odpowiednich gwarancji dotyczących wiarygodności finansowej tego sprzedawcy lub wskazanego przez tego sprzedawcę podmiotu, po powzięciu informacji o konieczności zaprzestania przez tego sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej lub po wystąpieniu zdarzenia, które może skutkować koniecznością zaprzestania świadczenia tych usług. Informacje powyższe przesyłane są drogą pocztową lub mailową na adres uzgodniony z adresatem.

F.3.3. Tryb, warunki i terminy uruchamiania sprzedaży rezerwowej

F.3.3.1. W umowie o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie kompleksowej, odbiorca końcowy wskazuje sprzedawcę rezerwowego spośród sprzedawców ujętych na liście sprzedawców rezerwowych, opublikowanej na stronie internetowej EnH2O Sp. z o.o. oraz upoważnia EnH2O Sp. z o.o. do, którego sieci odbiorca końcowy jest przyłączony, do zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz – w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę – umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej ze wskazanym przez tego odbiorcę końcowego sprzedawcą rezerwowym.

F.3.3.2. EnH2O Sp. z o.o. zawierając umowę kompleksową niezwłocznie informuje wskazanego przez odbiorcę końcowego sprzedawcę rezerwowego i operatora systemu dystrybucyjnego (jeżeli odbiorca końcowy jest podłączony do sieci innego OSD) o wyborze dokonany w umowie przez odbiorcę końcowego.

- F.3.3.3. Sprzedawca energii elektrycznej oferujący sprzedaż rezerwową publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie ofertę dotyczącą warunków sprzedaży rezerwowej, w tym wzór umowy sprzedaży rezerwowej i zestawienie aktualnych cen, warunków ich stosowania i zasad rozliczeń dla sprzedaży rezerwowej. Sprzedawca ten przekazuje do EnH2O Sp. z o.o. aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej skierowane do odbiorców końcowych przyłączonych do sieci EnH2O Sp. z o.o..
- F.3.3.4. EnH2O Sp. z o.o. publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie aktualną listę sprzedawców, którzy oferują sprzedaż rezerwową odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci EnH2O Sp. z o.o. wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej.
- F.3.3.5. Na wniosek odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci EnH2O Sp. z o.o., EnH2O Sp. z o.o. przedstawia aktualną listę sprzedawców rezerwowych.
- F.3.3.6. EnH2O Sp. z o.o. zawiera umowę sprzedaży rezerwowej lub umowę kompleksową zawierającą postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej, w imieniu i na rzecz przyłączonego do jego sieci odbiorcy końcowego energii elektrycznej, ze sprzedawcą rezerwowym:
- 1) niezwłocznie po uzyskaniu informacji o konieczności zaprzestania:
 - a) sprzedaży energii elektrycznej odbiorcy końcowemu,
 - b) świadczenia usług dystrybucji lub usług przesyłania na rzecz sprzedawcy,
 - 2) w przypadku wygaśnięcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z dotychczasowym sprzedawcą energii elektrycznej
 - jeżeli odbiorca końcowy nie zgłosił temu operatorowi informacji o zawarciu umowy kompleksowej energii elektrycznej z innym sprzedawcą w ramach procedury zmiany sprzedawcy, lub gdy sprzedawca wybrany przez odbiorcę końcowego nie podjął sprzedaży energii elektrycznej.
- Zawarcie umowy następuje poprzez złożenie przez EnH2O Sp. z o.o. sprzedawcy rezerwowemu oświadczenia o przyjęciu jego oferty.
- F.3.3.7. Umowa sprzedaży rezerwowej lub umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej, o której mowa powyżej, obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę energii elektrycznej i zawierana jest na czas nieokreślony. Umowa ta może ulec rozwiązaniu:
- 1) w dowolnym terminie na mocy porozumienia stron lub
 - 2) w drodze wypowiedzenia przez odbiorcę końcowego z zachowaniem miesięcznego okresu wypowiedzenia ze skutkiem na ostatni dzień miesiąca następujący po miesiącu, w którym nastąpiło doręczenie oświadczenia o wypowiedzeniu umowy, przy czym odbiorca może wskazać późniejszy jej termin rozwiązania
 - odbiorca końcowy nie może zostać obciążony przez sprzedawcę rezerwowego kosztami z tytułu wcześniejszego rozwiązania tej umowy.
- F.3.3.8. EnH2O Sp. z o.o. informuje odbiorcę końcowego przyłączonego do jego sieci o zawarciu w jego imieniu i na jego rzecz umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej, przyczynach zawarcia tej umowy, danych teleadresowych sprzedawcy rezerwowego oraz miejscu opublikowania

przez sprzedawcę rezerwowego warunków umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej, w terminie 5 dni od dnia jej zawarcia.

- F.3.3.9. Sprzedawca rezerwowi przekazuje odbiorcy końcowemu jeden egzemplarz umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej, w terminie 30 dni od dnia otrzymania od EnH2O Sp. z o.o. oświadczenia o przyjęciu oferty sprzedawcy rezerwowego, o którym mowa w ust. 6, oraz informuje o prawie odbiorcy końcowego do wypowiedzenia tej umowy.
- F.3.3.10. EnH2O Sp. z o.o. przekazuje dotychczasowemu sprzedawcy i sprzedawcy rezerwowemu dane dotyczące ilości zużytych przez odbiorcę końcowego paliw gazowych lub energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 6, w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej temu odbiorcy końcowemu, w celu umożliwienia dotychczasowemu sprzedawcy dokonania rozliczeń z tym odbiorcą końcowym.
- F.3.3.11. Przepisów ust. 1–10 nie stosuje się do odbiorców, którzy nie wyrazili zgody na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego (i nie uregulowali opłat za energię elektryczną co najmniej dwukrotnie w ciągu kolejnych 12 miesięcy lub nie mają tytułu prawnego do nieruchomości, lokalu lub obiektu do którego dostarczana jest energia elektryczna lub użytkują nieruchomość w sposób uniemożliwiający cykliczne odczyty układu pomiarowego), w tej sytuacji EnH2O Sp. z o.o. może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej lub rozwiązać umowę sprzedaży energii.
- F.3.3.12. EnH2O Sp. z o.o. może wstrzymać dostarczanie energii, jeżeli:
- a) w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że nastąpiło nielegalne pobieranie energii;
 - b) odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności.
 - c) EnH2O Sp. z o.o. na żądanie sprzedawcy energii wstrzymuje dostawę energii jeżeli odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi energię, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności.
 - d) EnH2O Sp. z o.o., któremu odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi, lub energię, powiadamia na piśmie odbiorcę energii elektrycznej w gospodarstwie domowym o zamiarze wstrzymania dostarczania energii elektrycznej jeżeli odbiorca ten nie ureguje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni od dnia otrzymania tego powiadomienia.
 - f) EnH2O Sp. z o.o. wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej jeżeli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska.
 - g) EnH2O Sp. z o.o. wznowi niezwłocznie dostarczanie energii elektrycznej jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie ich dostarczania opisane powyżej.
- Przepisów wymienionych w punktach a) i b) nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa.
- F.3.3.13. W przypadku gdy umowa, o której mowa w ust. 7, przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a EnH2O Sp. z o.o. nie otrzymał informacji o zawarciu przez odbiorcę końcowego przyłączonego do jego sieci umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej z innym sprzedawcą w ramach procedury zmiany sprzedawcy, EnH2O Sp. z o.o. zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej odbiorcy.

- F.3.3.14. W przypadku gdy dotychczasowy sprzedawca zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej odbiorcy końcowemu przyłączonemu do sieci EnH2O Sp. z o.o. a w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej przez tego odbiorcę końcowego nie został wskazany sprzedawca rezerwowy lub umowa ta nie zawiera upoważnienia dla EnH2O Sp. z o.o. do zawarcia w imieniu i na rzecz odbiorcy końcowego umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej albo sprzedawca rezerwowy wskazany przez tego odbiorcę końcowego nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej – EnH2O Sp. z o.o. działając w imieniu i na rzecz tego odbiorcy końcowego, zawiera ze sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową.
- F.3.3.15. W przypadkach, o których mowa w powyższym punkcie zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez EnH2O Sp. z o.o. sprzedawcy z urzędu oświadczenia o przyjęciu jego oferty. Umowa kompleksowa jest zawierana na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży przez dotychczasowego sprzedawcę energii elektrycznej albo sprzedawcę rezerwowego lub niepodjęcia sprzedaży przez takiego sprzedawcę.
Jeżeli sprzedawca z urzędu nie został zwolniony z obowiązku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia, w rozliczeniach z odbiorcą w gospodarstwie domowym stosuje tę taryfę.
- F.3.3.16. EnH2O Sp. z o.o. informuje odbiorcę końcowego przyłączonego do jego sieci o zawarciu w jego imieniu i na jego rzecz umowy kompleksowej ze sprzedawcą z urzędu, w terminie 5 dni od dnia jej zawarcia.
- F.3.3.17. Sprzedawca z urzędu przekazuje odbiorcy końcowemu jeden egzemplarz umowy kompleksowej w terminie 30 dni od dnia otrzymania od EnH2O Sp. z o.o. oświadczenia o przyjęciu jego oferty oraz informuje o prawie tego odbiorcy do wypowiedzenia tej umowy. EnH2O Sp. z o.o. przekazuje dotychczasowemu sprzedawcy i sprzedawcy z urzędu dane dotyczące ilości zużytych przez odbiorcę końcowego energii elektrycznej w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży przez sprzedawcę z urzędu temu odbiorcy w celu umożliwienia dotychczasowemu sprzedawcy dokonanie rozliczeń z tym odbiorcą.
- F.3.3.18. Przepisów nie stosuje się do umów zawartych przed dniem wejścia w życie ustawy (noweli do PE z dnia 09.11.2018) chyba, że zażąda tego odbiorca końcowy
Sprzedawców wskazanych na podstawie przepisów przed zmianą ustawy uznaje się za rezerwowych.

G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

- G.1. EnH2O określa i wykorzystuje standardowe profile zużycia (profile) na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez EnH2O spośród odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o mocy umownej nie większej niż 40 kW, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej.
- G.2. Dla odbiorców, o których mowa w pkt. G.1., którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, EnH2O na podstawie:
- a) parametrów technicznych przyłącza,
 - b) grupy taryfowej usług dystrybucji zgodnej z taryfą EnH2O określonej w umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej,

- c) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej, przydziela odpowiedni profil i planowaną ilość poboru energii na rok kalendarzowy.

H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

- H.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygania reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESDn-Bilansowanie.

- H.2. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESDn-Bilansowanie mogą być zgłaszane w formie pisemnej.

- H.3. Reklamacje powinny być przesyłane do EnH2O, na adres:

**EnH2O Sp. z o. o.
ul. Nowomiejska 3; 80-864 Gdańsk**

- H.4. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do EnH2O powinno zawierać w szczególności:

- a) dane adresowe podmiotu,
- b) datę zaistnienia oraz dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem,
- c) zgłaszane żądanie,
- d) dokumenty uzasadniające żądanie.

Uchybienia w zgłoszeniu reklamacyjnym dot. ppkt. a) - d) nie mogą być przyczyną odmowy rozpatrzenia reklamacji przez EnH2O.

- H.5. EnH2O rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:

- a) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji, – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej,
- b) 30 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach.

Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane w formie pisemnej.

- H.6. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez EnH2O zgodnie z pkt. H.5, w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do EnH2O z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji, zawierającym:

- a) zakres nieuwzględnionego przez EnH2O żądania,
- b) uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania,
- c) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.

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

- H.7. EnH2O rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 30 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania. EnH2O 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. EnH2O przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej.

- H.8. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy EnH2O, 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 EnH2O i podmiot składający reklamację.

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

I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

- I.1. EnH2O 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. EnH2O 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.4. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez EnH2O na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:
a) plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
b) wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.
- I.5. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.
- I.6. EnH2O przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej, dystrybucyjnej ENERGA – OPERATOR SA, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.
- I.7. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych EnH2O prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej.
- I.8. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych EnH2O podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSP oraz ENERGA OPERATOR S.A.
- I.9. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, EnH2O podejmuje działania szczegółowo uregulowane w części ogólnej IRIESDn rozdział IV Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

K. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ**K.1. Certyfikacja ORed.**

- K.1.1. ORed, aby mógł uczestniczyć w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP musi posiadać Certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny” uzyskane

na zasadach określonych poniżej. Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucji określa IRIESP.

- K.1.2. Certyfikowaniu ORed nie podlegają odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.
- K.1.3. ORed to obiekt przyłączony do sieci dystrybucyjnej, będący w posiadaniu jednego Odbiorcy w ORed, który składa się z jednego lub więcej PPE spełniających kryteria:
1. stanowią kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujących wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci
 2. posiadają zainstalowane układy pomiarowo-rozliczeniowe:
 - a) spełniające wymagania techniczne określone w IRIESP odpowiednio OSDp lub EnH2O Sp. z o.o. jak dla układów pomiarowo rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wybotu sprzedawcy,
 - b) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji godzinowych danych pomiarowych i umożliwiają ich pozyskanie poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do Lokalnego Systemu Pomiarowo Rozliczeniowego (LSPR) ENERGA OPERATOR S.A. oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE (dla ORed przyłączonych do sieci OSDp),
 - c) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji godzinowych danych pomiarowych i umożliwiają ich przekazywanie do ENERGA OPERATOR SA w trybie dobowym poprzez wskazany przez ENERGA OPERATOR SA oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE dla ORed przyłączonych do sieci EnH2O Sp. z o.o.
- K.1.4. W przypadku, gdy układ zasilania ORed składa się z wielu PPE, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana jako suma dostaw energii elektrycznej dla tych PPE.
- Powyższe nie dotyczy przypadku, gdy do sieci EnH2O Sp. z o.o. będącego odbiorcą świadczącym usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP przyłączone są inne podmioty świadczące tę usługę. W takim przypadku ilość dostaw energii elektrycznej dla ORed odbiorcy będącego OSDn jest pomniejszana o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed innych podmiotów przyłączonych do sieci EnH2O Sp. z o.o.
- K.1.5. Proces certyfikacji przeprowadza i Certyfikat dla ORed wydaje:
- 1) ENERGA-OPERATOR SA - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci ENERGA OPERATOR SA;
 - 2) ENERGA-OPERATOR SA we współpracy z EnH2O SP. z o.o. - jeśli ORed jest przyłączony do sieci ENERGA-OPERATOR SA i EnH2O SP. z o.o., którego sieć jest połączona z siecią ENERGA OPERATOR SA.
- ENERGA-OPERATOR SA wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy ENERGA-OPERATOR SA otrzyma od Odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas Certyfikat dla ORed wydaje jeden z tych OSDp, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.

- 3) EnH2O Sp. z o.o. we współpracy z ENERGA-OPERATOR SA - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci EnH2O SP. z o.o., którego sieć jest połączona z siecią ENERGA-OPERATOR SA..

Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, zgodnie z pkt K.1.18. wystawia EnH2O Sp. z o.o. i przekazuje do upoważnionego przez EnH2O SP. z o.o. ENERGA-OPERATOR SA, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP (dalej „system IP DSR”) i nadania numeru Certyfikatu dla ORed i identyfikatora ORed. W tym przypadku EnH2O SP. z o.o. przekazuje do ENERGA-OPERATOR SA również oświadczenia Odbiorcy w ORed złożone w procesie certyfikacji i zarządzania ORed oraz pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla ENERGA-OPERATOR SA do rejestracji lub wygaszenia w systemie IP DSR Certyfikatu dla ORed wystawionego przez EnH2O SP. z o.o. i zmiany statusu tego ORed w systemie IP DSR. EnH2O SP. z o.o. odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełniania przez ORed kryteriów określonych w pkt A.K.1.3. EnH2O SP. z o.o. wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy EnH2O Sp. z o.o. otrzyma od Odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas Certyfikat dla ORed wystawia jeden z tych OSDn, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu. Jeśli ORed jest zlokalizowany na obszarze sieci OSDn połączonego przynajmniej z dwoma OSDp, Certyfikat dla ORed rejestruje, we współpracy z pozostałymi OSDp, ten OSDp, do którego OSDn przekaże wystawiony przez siebie Certyfikat dla ORed.

K.1.6. Procesem certyfikacji, przeprowadzanym przez właściwego operatora systemu:

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

W tym przypadku proces certyfikacji przeprowadzany jest:

- a) w trybie podstawowym, tj. w oparciu o będące w posiadaniu tego operatora zasoby danych i informacje dotyczące odbiorców przyłączonych do jego sieci, lub
- b) w trybie dodatkowym, na wniosek Odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego;
- 2) Mogą być objęte również ORed odbiorców niepodlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w pkt 1), z wyłączeniem odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

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

K.1.7. Certyfikacja w trybie podstawowym, o której mowa w pkt. K.1.6. ppkt. 1) lit. a) dokonywana jest na poniższych zasadach.

OSD jako podmioty zobowiązane do przeprowadzenia procesu certyfikacji wszystkich ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizują ten proces w następujących terminach:

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

- 2) W terminie 30 dni kalendarzowych od dnia, od którego:
- Odbiorca w ORed zaczyna podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt K.1.6 ppkt 1), lub
 - odpowiednio ENERGA-OPERATOR SA albo EnH2O Sp. z o.o. pozyska informację wskazującą, że przyczyna nie wydania Certyfikatu dla ORed została usunięta (w takim przypadku właściwy operator systemu ponawia proces certyfikacji w trybie podstawowym),
 - dotyczy przypadku certyfikacji, obejmującej pojedyncze ORed, dokonywanej po upływie terminu wskazanego w pkt 1).

Certyfikacji, zgodnie z pkt 2), poddawane są wyłącznie ORed tych odbiorców dla, których to, ORed nie został wydany uprzednio Certyfikat dla ORed.

- K.1.7.1. Certyfikacja obejmuje weryfikację kryteriów określonych w punkcie K.1.3
- K.1.7.2. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. K.1.7.1., jest pozytywny, wówczas odpowiednio ENERGA-OPERATOR SA albo EnH2O Sp. z o.o. wydaje Certyfikat dla ORed, w przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio ENERGA OPERATOR SA albo EnH2O Sp. zo.o. informuje Odbiorcę w ORed o przyczynie nie wydania tego certyfikatu
- K.1.7.3. Jeżeli przyczyną nie wydania Certyfikatu dla ORed jest negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt K.1.3. pkt 2) nie powoduje to obowiązku dostosowania odpowiednio przez ENERGA-OPERATOR SA albo EnH2O Sp. z o.o. układów pomiarowo rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.
- K.1.7.4. Nie skutkuje wygaszeniem Certyfikatu dla ORed sytuacja, w której odbiorca, któremu wydano taki certyfikat przestaje, niezależnie od przyczyny, podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt K.1.6. pkt 1).
- K.1.8. Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt K.1.6. pkt 1) i 2) dokonywana jest na poniższych zasadach:
- K.1.8.1. Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:
- ENERGA-OPERATOR SA – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA;
 - EnH2O SP. z o.o. – jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej EnH2O SP. z o.o.
- Jeśli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej kilku OSDp lub kilku OSDn, wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, składany jest odpowiednio dla miejsca przyłączenia, do wybranego przez siebie jednego OSDp lub OSDn.
- K.1.8.2. Wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:
- Dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa Odbiorca w ORed, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed);

- 2) Dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby komunikacji w sprawie wniosku) w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed;
- 3) Dane ORed (nazwa, adres lokalizacji);
- 4) Wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSD, zgodnie z kodyfikacją danego OSD, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt K.1.3.;
- 5) Atrybut ORed (ORed O – obiekt odbiorczy, ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), wskazujący czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym czy obiektem posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie, której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej;
- 6) Oświadczenia Odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
 - a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez ENERGA-OPERATOR SA do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci ENERGA-OPERATOR SA),
 - b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez EnH2O Sp. z o.o. do ENERGA-OPERATOR SA i ENERGA-OPERATOR SA do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci EnH2O Sp. z o.o.,
 - c) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich ORed upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP),
 - d) o zgodzie na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed (nazwa, adres lokalizacji),
 - e) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym został złożony wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
 - f) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,
 - g) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,
 - h) o zgodzie na publikację na stronie internetowej OSP informacji o uzyskaniu przez Odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed (zgoda nieobowiązkowa),
 - i) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSP, ENERGA OPERATOR SA albo EnH2O Sp. z w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany;
- 7) Pełnomocnictwo do złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, udzielone przez Odbiorcę w ORed (w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed).

Odbiorca w ORed przyłączony do sieci EnH2O SP. z o.o. lub upoważniony przez niego podmiot, składa do EnH2O Sp. z o.o. wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed wyłącznie

w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu wniosku podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji Odbiorcy w ORed). Wniosek składany jest na wskazany przez EnH2O Sp. z o.o. adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej EnH2O Sp. z o.o.;

Na każde żądanie EnH2O Sp. z o.o. Odbiorca w ORed dostarczy do EnH2O Sp. z o.o. w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopii wniosku poświadczoną przez upoważnionego przedstawiciela Odbiorcy w ORed.

K.1.8.3. Certyfikacja obejmuje weryfikację:

- 1) Kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
- 2) Poprawności kodów PPE wskazanych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
- 3) Kompletności układu zasilania ORed wskazanego we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, w oparciu o podane przez wnioskodawcę PPE;
- 4) Spełniania kryteriów, o których mowa w pkt. K.1.3.

K.1.8.4. Negatywny wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. K.1.8.3. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. W tym przypadku odpowiednio ENERGA OPERATOR SA albo EnH2O Sp. z o.o. niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt K.1.3 pkt 2) nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez ENERGA-OPERATOR SA albo EnH2O Sp. z o.o. układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

K.1.8.5. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. K.1.8.3., jest pozytywny, wówczas ENERGA-OPERATOR SA albo EnH2O Sp. z o.o. wydaje Certyfikat dla ORed.

K.1.8.6. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do EnH2O Sp. z o. o., EnH2O Sp. z o. o., w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania wniosku dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt. K.1.8.3.i przekazuje Certyfikat dla ORed zgodnie z pkt. K.1.5 ppkt. 3) do upoważnionego ENERGA-OPERATOR SA..

EnH2O Sp. z o.o. przekazuje Certyfikat dla ORed do ENERGA-OPERATOR SA wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu certyfikatu podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji EnH2O Sp. z o.o.) wraz ze skanem pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. K.1.5 ppkt. 3). Certyfikat przekazywany jest na wskazany przez ENERGA-OPERATOR SA adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej ENERGA-OPERATOR SA.

Na każde żądanie ENERGA-OPERATOR SA, EnH2O Sp. z o.o. dostarczy do ENERGA-OPERATOR SA w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały certyfikatu i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. K.1.5. ppkt. 3), albo kopii tych dokumentów poświadczonych przez upoważnionego przedstawiciela EnH2O Sp. z o.o..

EnH2O Sp. z o.o. odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed kryteriów określonych w pkt. K.1.3.

K.1.8.7. Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia złożenia kompletnego wniosku do odpowiednio ENERGA-OPERATOR SA albo EnH2O Sp. z o.o..

W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez EnH2O Sp. z o. o., EnH2O Sp. z o.o. przekazuje ten certyfikat do ENERGA-OPERATOR SA celem jego rejestracji w

systemie IP DSR, najpóźniej w terminie do 7 dnia przed ww. terminem wydania certyfikatu.

K.1.9. Certyfikat dla ORed zawiera:

- 1) Numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt. K.1.5. ppkt. 3) zdanie drugie;
- 2) Lokalizację sieciową ORed – przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA;
- 3) Dane ORed (nazwa, adres) i dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed z zastrzeżeniem pkt. K.1.13. zdanie trzecie;
- 4) Wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE EnH2O Sp. z o.o., o którym mowa w pkt. K.5.12. (kody PPE nadaje OSD właściwy dla miejsca przyłączenia ORed), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie, jakiego odpowiednio ENERGA OPERATOR SA i EnH2O Sp. z o.o. zlokalizowany jest dany PPE);
- 5) Datę od której obowiązuje Certyfikat dla ORed;
- 6) Podmiot wydający Certyfikat dla ORed;
- 7) Typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), pod warunkiem złożenia przez Odbiorcę w ORed oświadczenia, o którym mowa w pkt K.1.12 ppkt 3) lit.a);
- 8) Informację, czy Odbiorca w ORed jest OSDn.

W przypadku wystawiania Certyfikatu przez OSDn, jest on zobowiązany do wystąpienia do EnH2O Sp. z o.o. określenie warunków i zasad stosowania formatu/kodów PPE, o których mowa powyżej w ppkt. 4).

K.1.10. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. K.1.7.1. i K.1.8.3., ENERGA-OPERATOR SA albo ENERGA-OPERATOR SA upoważniony przez EnH2O Sp. z o.o., rejestruje Certyfikat dla ORed w systemie IP DSR, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed, a następnie operator systemu wydający Certyfikat dla ORed informuje, odpowiednio Odbiorcę w ORed lub podmiot przez niego upoważniony, o wydaniu Certyfikatu dla ORed.

Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu.

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

K.1.11. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie dodatkowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed aktywny”.

K.1.12. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie podstawowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed nieaktywny”. W celu uzyskania statusu „ORed aktywny”, wymagane jest dostarczenie do EnH2O Sp. z o.o. dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, następujących zgód i oświadczeń Odbiorcy w ORed:

- 1) Zgód na przekazywanie danych pomiarowych przez:
 - a) EnH2O Sp. z o.o. do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci EnH2O Sp.z o.o.),
 - b) EnH2O Sp. z o. o. do ENERGA-OPERATOR SA i ENERGA-OPERATOR SA do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci EnH2O Sp. z o.o.),

- c) OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP),
- 2) Zgody na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed.
- 3) Oświadczenia:
 - a) wskazującego na typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), tj. czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym, czy posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej,
 - b) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym zostało złożone niniejsze oświadczenie, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
 - c) o kompletności układu zasilania ORed wskazanego w wydany Certyfikacie dla ORed i o poprawności danych zawartych w tym certyfikacie,
 - d) wskazującego adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed,
 - e) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio ENERGA-OPERATOR SA albo EnH2O Sp. z o.o. w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany. W przypadku ORed przyłączonego do sieci EnH2O Sp. z o.o., ORed przekazuje określone powyżej zgody i oświadczenia do EnH2O Sp. z o.o.. Następnie EnH2O Sp. z o.o. informuje ENERGA-OPERATOR SA o fakcie posiadania zgód i oświadczeń danego ORed.

Na każde żądanie ENERGA-OPERATOR SA, EnH2O Sp. z o.o. dostarczy do ENERGA-OPERATOR SA w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, zgody i oświadczenia Odbiorcy w ORed określone w niniejszym punkcie.

- K.1.13. Zgody, o których mowa w pkt. K.1.12. ppkt 1) i 2) są wymagane jedynie w przypadku, gdy właściwy operator systemu nie jest upoważniony na mocy klauzul umownych lub IRiESD, do realizacji działań wynikających z tych zgód.

W przypadku braku zgód i oświadczeń, o których mowa w pkt K.1.12., ORed w systemie IP DSR ORed otrzymuje status „ORed nieaktywny”.

Brak zgody, o której mowa w pkt K.1.12 ppkt 2) skutkuje wprowadzeniem do systemu IP DSR zanonimizowanego Certyfikatu dla ORed, tj. z pominięciem danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed.

Zmiana w systemie IP DSR statusu ORed z „ORed nieaktywny” na „ORed aktywny” następuje niezwłocznie po otrzymaniu przez EnH2O Sp. z o.o. dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, oświadczeń o, których mowa w pkt K.1.12.

- K.1.14. OSP publikuje na swojej stronie internetowej informację o posiadaniu przez Odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed, jeżeli operator systemu dokonujący rejestracji Certyfikatu

dla ORed wprowadzi do systemu IP DSR informację, że Odbiorca w ORed wyraził zgodę na taką publikację

K.1.15. Odpowiednio EnH2O Sp. z o.o. albo ENERGA-OPERATOR SA upoważniony przez EnH2O Sp. z o.o., niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

- 1) Gdy ENERGA-OPERATOR SA albo EnH2O Sp. z o.o. pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt. K.1.3.; EnH2O Sp. z o.o. przekazuje informację w tym zakresie do ENERGA-OPERATOR SA, który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie IP DSR.
- 2) Wstrzymania świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej Odbiorcy w ORed lub rozwiązania z tym odbiorcą umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Odpowiednio ENERGA-OPERATOR SA albo EnH2O Sp. z o.o. informuje Odbiorcę w ORed, o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed. Informacja zawiera wskazanie przyczyny i daty wygaszenia Certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu.

Za datę wygaszenia certyfikatu uznaje się datę wprowadzenia informacji w tym zakresie przez ENERGA-OPERATOR SA w systemie IP DSR.

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

K.1.16. W przypadku zmiany danych zawartych w wydanym Certyfikacie dla ORed (dla ORed ze statusem „ORed aktywny”), w tym w szczególności zakresu PPE (dodanie lub usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, Odbiorca w ORed składa wniosek do operatora systemu, który wydał Certyfikat dla ORed o aktualizację tego certyfikatu. Jeśli zmiana nie narusza kryteriów określonych w pkt K.1.3. odpowiednio EnH2O Sp. z o.o. albo ENERGA-OPERATOR SA upoważniony przez EnH2O Sp. z o.o. aktualizuje Certyfikat dla ORed zarejestrowany w systemie IP DSR.

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

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

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

K.1.17. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, wzór wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed, wzór Certyfikatu dla ORed oraz wzory oświadczeń, o których mowa w pkt K.1.12. i K.1.14., określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej.

K.1.18. ENERGA-OPERATOR SA i EnH2O Sp. z o.o. na swojej stronie internetowej zamieszczają informację odnośnie formy i sposobu składania wniosków o wydanie

Certyfikatu dla ORed, wniosków o aktualizację Certyfikatu dla ORed oraz oświadczeń, o których mowa w pkt. K.1.12. i K.1.14.

K.2. Zasady udostępniania danych pomiarowych ORed.

K.2.1. Przekazywanie danych pomiarowych dla ORed realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie z uwzględnieniem zapisów w rozdziale C .

K.2.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.

K.2.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez ENERGA OPERATOR SA od OSP:

- 1) dla Programu Gwarantowanego i Programu Bieżącego, informacji:
 - a) o podpisaniu umowy o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,
 - b) o wskazaniu przez podmiot świadczący usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, zbioru ORed, w oparciu, o które podmiot ten świadczy tę usługę.

ENERGA-OPERATOR SA po otrzymaniu informacji od OSP, dokonuje (w dobie n+4) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, ENERGA-OPERATOR SA przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt. K.2.7. – K.2.9. ENERGA-OPERATOR SA przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci EnH2O Sp. z o.o., w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od EnH2O Sp. z o.o., w trybie i formie określonych w pkt. K.2.5.

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

ENERGA-OPERATOR SA, po otrzymaniu informacji od OSP dokonuje (w dobie n+4) zasilenia, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia, ENERGA-OPERATOR SA przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt K.2.8. – K.2.10.

ENERGA-OPERATOR SA przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci EnH2O Sp. z o.o., w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od EnH2O Sp. z o.o., w trybie i formie określonych w pkt. K.2.5.

K.2.4. W przypadku gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, ENERGA OPERATOR S.A. przesyła dane pomiarowe o, których mowa w punkcie K.2.3. w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci EnH2O Sp. z o.o., którego sieć jest połączona z siecią ENERGA-OPERATOR S.A.

K.2.5. EnH2O Sp. z o.o. przekazuje do ENERGA-OPERATOR S.A. godzinowe dane pomiarowe dotyczące PPE przyłączonych do jego sieci tworzących ORed w następującym zakresie:

- a) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego o, których mowa w punkcie K.2.3. w terminie 2 dni od otrzymania informacji od ENERGA OPERATOR S.A.

- b) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby n) o, których mowa w punkcie K.2.7. w terminie do doby $n+2$,
- c) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca m) o których mowa w punkcie K.2.8. w terminie od 1 do 2 dnia miesiąca $m+1$,
- d) dane pomiarowe w trybie korekt o, których mowa w punkcie K.2.9. za miesiąc m w terminie od 1 do 2 dnia odpowiednio miesiąca $m+2$ lub $m+4$.

EnH2O Sp. z o.o. przekazuje do ENERGA OPERATOR S.A. godzinowe dane pomiarowe w formie elektronicznej poprzez wskazany przez ENERGA OPERATOR S.A. dedykowany serwer.

Dane te są przekazywane razem ze statusami (0 – dana poprawna, 1- dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci z dokładnością do 1kWh. Dodatkowe szczegóły dotyczące standardu przekazywanych danych zostaną określone przez ENERGA OPERATOR S.A. zgodnie ze standardem WIRE. Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej/serwery określone w umowie o, której mowa w punkcie A.6.

K.2.6. ENERGA OPERATOR S.A. przekazuje do OSP godzinowe dane pomiarowe do OSP poprzez system WIRE. Dane te są przekazywane razem ze statusami (0 –dana poprawna, 1- dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci z dokładnością do 1kWh.

K.2.7. Dane godzinowe dla doby n są przekazywane przez ENERGA OPERATOR S.A. do OSP w trybie wstępnym od doby $n+1$ do doby $n+4$.

K.2.8. Do 5 dnia po zakończeniu miesiąca m ENERGA OPERATOR S.A. dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowych OREd przyłączonych do sieci ENERGA OPERATOR S.A. i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym $m+1$. Weryfikacji danych pomiarowych OREd przyłączonych do sieci EnH2O Sp. z o.o. dokonuje EnH2O Sp. z o.o. i w razie konieczności przekazuje je do ENERGA OPERATOR S.A. zgodnie z punktem K.2.5.

Dane pomiarowe są przekazywane przez ENERGA OPERATOR S.A. do OSP za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca $m+1$. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych OSP inicjuje proces pozyskania danych w 5 dniu miesiąca $m+1$ poprzez wysłanie zapytania do ENERGA OPERATOR S.A. o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie ENERGA OPERATOR S.A. przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez ENERGA OPERATOR S.A. w trybie podstawowym $m+1$ OSP do rozliczeń przyjmuje dane o, których mowa w punkcie K.2.7. W trybie podstawowym $m+1$ wszystkie dane pomiarowe przekazywane przez ENERGA OPERATOR S.A. do OSP jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności muszą posiadać status danych poprawnych.

K.2.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez ENERGA OPERATOR S.A. do OSP danych pomiarowych. Okresem korygowania jest miesiąc $m+2$ i $m+4$ (tryb korekt). Dane przekazywane są za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca $m+2$ i $m+4$. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia miesiąca $m+2$ i $m+4$ poprzez wysłanie do ENERGA OPERATOR S.A. zapytania o dane godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie ENERGA OPERATOR S.A. przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego.

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

- K.2.10. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP wyłącznie przez OSP.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI

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

I. OZNACZENIA SKRÓTÓW

ARNE	Automatyczna regulacja napięcia elektrowni.
AWSCz	Automatyka wymuszania składowej czynnej, stosowana dla potrzeb zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach skompensowanych.
BTHD	Bilans techniczno – handlowy dobowy.
BTHM	Bilans techniczno – handlowy miesięczny.
BTHR	Bilans techniczno – handlowy roczny.
CSIRE	Centralny System Informacji Rynku Energii
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa.
FPP	Fizyczny Punkt Pomiarowy.
GPO	Główny punkt odbioru energii
GUD	Generalna umowa dystrybucyjna.
IP-DSR	Usługa Interwencyjna Praca – DSR (IP – DSR) : a) Znajduje się w katalogu usług systemowych świadczonych na rzecz OSP i została zdefiniowana w instrukcji przesyłowej OSP; b) Jest świadczona w ramach programu Gwarantowanego i Programu Bieżącego, ale dotyczy to umów zawartych po 1 stycznia 2017 r.; c) Uczestnikiem programu jest podmiot posiadający umowę na świadczenie usługi IP – DSR; usługa pozyskiwana jest przez OSP w ramach przetargu; d) Obiekt redukcji jest fizycznym obiektem realizującym redukcję zapotrzebowania i podlega procesowi certyfikacji; e) Urządzenia do świadczenia usługi mogą być reprezentowane w Jednostce Grafikowej OSP (pasywnej) lub mogą występować poza strukturą obiektową Rynku Bilansującego (ORed); f) OSP nie korzysta z IP – DSR w okresie obowiązywania ograniczeń powyżej 11 stopnia zasilania, chyba że polecenie redukcji zostało wydane wcześniej.
IRIESDn	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej EnH2O
IRIESD-Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.
IRIESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
IRIESP-Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – część bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.
IRIESP-OIRE	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej część „Sposób funkcjonowania Centralnego systemu informacji rynku energii oraz współpracy Operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako Operator informacji rynku energii, z Użytkownikami systemu elektroenergetycznego i innymi podmiotami zobowiązanymi lub uprawnionymi do korzystania z Centralnego systemu informacji rynku energii.
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV 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
MBZW	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do wytwórczy energii elektrycznej, reprezentujące źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru.
FMB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego.
WMB	Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego.
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej.
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
FMDD	Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
PMDD	Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nJWCD	Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV niepodlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
nn	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo – techniczny
ORed	Certyfikowany Obiekt Redukcji uczestniczący w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania przez OSP
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego
OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
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	Punkt koordynacyjny dobowy
PKM	Punkt koordynacyjny miesięczny
PKR	Punkt koordynacyjny roczny
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
PPE	Punkt poboru energii
PIt	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości Pst
Pst	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut
SCO	samoczynne częstotliwościowe odciążanie
SN	Średnie napięcie
SOWE	System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami
SPZ	Samoczynne ponowne załączanie - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranej 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
THFF	Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii.

TSKB	Techniczne Standardy Komunikacji Biznesowej.
UCTE	Unia Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego.
URBBIL	Operator Systemu Przesyłowego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące.
URBGE	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii.
URBW	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii
URBO	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii: • URBSD – odbiorca sieciowy; • URBOK – odbiorca końcowy.
URBPO	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną.
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego, którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDp.
URDn	Uczestnik Rynku Detalicznego, którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDn.
URDo	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca.
URDw	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.

II 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 węźle wytwórczym
Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5 % bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
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 powyżej 5 % bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
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.
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 (FMDD)	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 Rynku Detalicznego (PMDD)	Punkt, w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nieumożliwiające rejestracji danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym dokonywany jest 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.
Generalna umowa dystrybucji	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej przez OSD na rzecz sprzedawcy, w celu umożliwienia realizacji przez sprzedawcę umów sprzedaży energii elektrycznej z URD przyłączonych do sieci OSD, którzy posiadają z OSD zawartą umowę dystrybucyjną.
Główny punkt odbioru energii	Stacja transformatorowa wytwórcy o górnym napięciu wyższym niż 45 kV służąca wyłącznie do połączenia jednostek wytwórczych z KSE.

Grafik obciążeń	Zbiór danych określających oddzielnie dla poszczególnych okresów przyjętych do technicznego bilansowania systemu, zawierający ilości energii elektrycznej planowane do wprowadzenia do sieci lub do poboru z sieci.
Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci urządzeń, instalacji i sieci, podzielone według następujących kryteriów: grupa I - przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV, grupa II - przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV, grupa III - przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV, grupa IV - przyłączane bezpośrednio do sieci 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, grupa V - przyłączane bezpośrednio do sieci 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, 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 lub odbiorcy, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy, opisany poprzez dane techniczne i handlowe. Jednostka wytwórcza obejmuje zatem także transformatory blokowe oraz linie blokowe wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.
Koordynowana sieć 110kV	Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej,
Krajowy system elektroenergetyczny	System elektroenergetyczny na terenie Polski.
Linia bezpośrednia	Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.
Łącze niezależne	Łącze przeznaczone wyłącznie dla potrzeb EAZ, służące do realizacji pracy współbieżnej zabezpieczeń lub przesyłania sygnału bezwarunkowego wyłączenia drugiego końca linii. Łącze może być realizowane, jako

dedykowane włókna światłowodów, w których pozostałe włókna służą realizacji innych funkcji telekomunikacyjnych.

Mała instalacja

Odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 40 kW i nie większej niż 200 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej większej niż 120 kW i nie większej niż 600 kW.

Miejsce dostarczania

Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług dystrybucji, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będący jednocześnie miejscem jej odbioru.

Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)

Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.

Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)

Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, którym następuje przekazanie energii pomiędzy sprzedawcą lub POB a URD.

Miejsce przyłączenia

Punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią.

Mikroinstalacja

Odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV.

Moc dyspozycyjna

Moc osiągalna pomniejszona o ubytki mocy.

Moc osiągalna

Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza może pracować przez czas nieograniczony bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki przy parametrach nominalnych potwierdzona testami.

Moc przyłączeniowa

Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie, jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.

Moc umowna

Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w: umowie o świadczenie usług dystrybucji, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna, wyznaczona w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresie 15 minutowych, albo umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawieranej pomiędzy OSP a OSD, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego OSD w miejscach dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej będących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej do sieci

	przesyłowej, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawieranej pomiędzy OSP a OSD, dla miejsc dostarczania energii elektrycznej niebędących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej, jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie godziny.
Należyta staranność	Wykonywanie czynności ruchowych oraz prac eksploatacyjnych w obiektach, instalacjach i urządzeniach elektroenergetycznych, w terminach i zakresach zgodnych z obowiązującymi przepisami i instrukcjami w tym Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, z uwzględnieniem zasad efektywności i minimalizacji kosztów, prowadzących do zachowania wymaganej niezawodności, jakości dostaw i dotrzymywanie ustaleń wynikających z zawartych umów.
Napięcie znamionowe	Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.
Napięcie deklarowane	Wartość napięcia zasilającego uzgodniona między OSD i odbiorcom – wartość ta jest zwykle zgodna z napięciem znamionowym.
Nielegalne pobieranie energii elektrycznej	Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.
Niezbilansowanie	W przypadku odbiorcy – różnica pomiędzy rzeczywistym, a planowanym poborem energii elektrycznej. W przypadku wytwórcy – różnica pomiędzy planowaną, a rzeczywiście wprowadzoną do sieci energią elektryczną.
Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
Normalne warunki pracy sieci	Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc, obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności spowodowanych: wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami, 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.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.

Obszar OSD	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
Obszar Rynku Bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca końcowy	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji.
Odłączenie od sieci	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwałe demontaż elementów przyłącza.
Odbiorca w ORed	Podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.
Odnawialne źródło energii	Źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu pochodzącego ze składowisk odpadów, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych.
Ograniczenia elektrowniane	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.
Ograniczenia sieciowe	Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.
Operator	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo- techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.

Operator pomiarów		Podmiot odpowiedzialny za zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych oraz pomiarowo- rozliczeniowych energii elektrycznej, a także za utrzymanie i eksploatację układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
Operator dystrybucyjnego systemu	systemu	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Operator przesyłowego systemu	systemu	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)		Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).
Procedura zmiany sprzedawcy		Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) zgłoszenia zmiany sprzedawcy, który w konsekwencji podjętych przez OSD prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.
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 dostarczania 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 podmiotu, o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej, z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz podmiotu 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 sieci, w którym produkty energetyczne (energia, usługi dystrybucyjne, moc, itp.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych) lub są wyznaczane na potrzeby rozliczeń. 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	Możliwa do wykorzystania w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci.
Ruch próbny	Nieprzerwana praca uruchamianych urządzeń, instalacji lub sieci, przez okres co najmniej 72 godzin, z parametrami pracy określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego.
Ruch sieciowy	Sterowanie pracą sieci.
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Rynek detaliczny	Obszar sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez OSD, która nie jest objęta obszarem Rynku Bilansującego.

Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO		Samoczynne wyłączanie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
Samoczynne załączanie - SPZ	ponowne	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.
Sieci		Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego,
Sieć przesyłowa		Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna		Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Sprzedawca		Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedawca rezerwowy		Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi lub energią elektryczną, wskazane przez odbiorcę końcowego, zapewniające temu odbiorcy końcowemu sprzedaż rezerwową.
Sprzedawca z urzędu		Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi lub energią elektryczną, świadczące usługi kompleksowe odbiorcom paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy.
Sprzedaż energii elektrycznej		Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
Sterownik polowy		Terminal polowy, który posiada wbudowane przyciski lub ekran dotykowy do sterowania łącznikami oraz umożliwia wizualizację aktualnego stanu łączników w tym polu.
System elektroenergetyczny		Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
Średnie napięcie		Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
Terminal polowy		Mikroprocesorowe urządzenie posiadające przynajmniej jedno łącze cyfrowe z systemem nadzoru (komputerem nadrzędnym), które realizuje zadania w zakresie obsługi wydzielonego pola elementu systemu

	elektroenergetycznego (linii, transformatora, łącznika szyn, itp.) związane z EAZ eliminacyjną, prewencyjną lub restytucyjną oraz dodatkowo w zakresie pomiarów wielkości elektrycznych, sterowania łącznikami, rejestracji zdarzeń i zakłóceń, lokalizacji miejsca zwarcia lub inne.
Uczestnik Rynku Bilansującego URB	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 OSD nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD lub umowę kompleksową ze sprzedawcą posiadającym zawartą z OSD GUD-K.
Układ pomiarowo rozliczeniowy	- Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo- rozliczeniowe, w szczególności: liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię.
Układ pomiarowo rozliczeniowy podstawowy	- Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo rozliczeniowy rezerwowy	- Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych, 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 świadczone na rzecz OSP, niezbędne do zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania KSE, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych jakości energii elektrycznej.

Ustawa	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – 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	Niezweryfikowane dane pozyskane w trakcie okresu rozliczeniowego z układów pomiarowych i pomiarowo- rozliczeniowych, niesłużące do rozliczeń, a pozyskane jedynie w celu prowadzenia działalności operatorskiej przez OSD.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wymiana międzysystemowa	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej.
Zabezpieczenia	Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce.
Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne	Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.
Zabezpieczenie nadprądowe zwarciovowe	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 s, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciovowych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania z pominięciem wpływu prądów roboczych.
Zaprzestanie dostaw energii	Nie dostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu z poelektrycznej wodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza.

Zarządzanie ograniczeniami

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.

**SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK
WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZANYCH I PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI
DYSTRYBUCYJNEJ**

1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- 1.1. Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej. Przyłączone do sieci jednostki wytwórcze muszą spełniać wymagania zawarte w niniejszym załączniku po ich remoncie lub modernizacji, których zakres obejmuje również urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej niespełniającej tych wymagań.
- 1.2. EnH2O określa warunki przyłączenia do sieci dla jednostek wytwórczych, w tym ustala do sieci, o jakim poziomie napięcia znamionowego należy przyłączyć jednostki wytwórcze, w zależności od wielkości mocy przyłączeniowej i lokalnych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz z uwzględnieniem wyników ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na system elektroenergetyczny.
- 1.3. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla EnH2O.
- 1.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 150 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. EnH2O decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.
- 1.5. Minimalna konfiguracja sieci dystrybucyjnej jest to stan pracy przy minimalnym poziomie mocy zwarciowej po stronie SN, wyłączonych wszystkich jednostkach wytwórczych przyłączonych bezpośrednio do szyn zbiorczych rozdzielni SN, jak również do linii SN wyprowadzonych ze stacji transformatorowej 110 kV/SN, do której przyłączona jest rozpatrywana jednostka wytwórcza.
- 1.6. W przypadku opracowania przez EnH2O ekspertyzy wpływu przyłączenia jednostek wytwórczych na pracę sieci dystrybucyjnej lub indywidualnej analizy dla konkretnego punktu w sieci dystrybucyjnej, dla oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych przyjmuje się wnioski wynikające z ww. opracowań.
- 1.7. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.

2. URZĄDZENIA ŁĄCZENIOWE

- 2.1. Jednostki wytwórcze muszą posiadać następujące urządzenia łączeniowe:
 - a) łącznik dostosowany do wyłączania jednostki wytwórczej,
 - b) łącznik do odłączania jednostki wytwórczej i stwarzania przerwy izolacyjnej.Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator, to łączniki te powinny być zainstalowane od strony sieci, z którą jednostka wytwórcza współpracuje. Dopuszcza się w uzasadnionych przypadkach stosowanie wspólnych obu wymienionych łączników lub jednego z nich dla mikroinstalacji lub grupy jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci, jeśli to nie wpłynie na pogorszenie warunków zasilania odbiorców.
- 2.2. W przypadku, gdy w układzie sieci jest możliwa praca wyspowa jednostki wytwórczej, musi ona posiadać dodatkowy łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od pozostałej części sieci dystrybucyjnej.

- 2.3. EnH2O koordynuje pracę łączników, o którym mowa w pkt. 2.1. i 2.2. oraz decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy.
- 2.4. Urządzenia łączeniowe jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, powinny być zlokalizowane po stronie prądu przemiennego falownika.
- 2.5. Impuls wyłączający przesłany od zabezpieczeń do urządzenia łączeniowego musi powodować bezzwłoczne wyłączenie jednostki wytwórczej przez to urządzenie.

3. ZABEZPIECZENIA

- 3.1. Jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia podstawowe oraz zabezpieczenia dodatkowe, zgodnie z zapisami pkt. II.4.5. IRiESDn oraz pkt. 3 niniejszego załącznika.
- 3.2. Zabezpieczenia podstawowe jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Zabezpieczenia te powinny działać na urządzenie łączeniowe określone w pkt. 2.1.a), powodując wyłączenie jednostki wytwórczej z ruchu.
- 3.3. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA z generatorami asynchronicznymi lub synchronicznymi powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowo-napięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia oraz wzrostem prędkości obrotowej. Dla jednostek przyłączonych do sieci nn należy stosować zabezpieczenia od pracy niepełnofazowej z kryterium kontroli asymetrii prądu obciążenia.
- 3.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowo-napięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia, obniżeniem częstotliwości oraz wzrostem częstotliwości. Dla jednostek przyłączonych do sieci nn należy stosować zabezpieczenia od pracy niepełnofazowej z kryterium kontroli asymetrii prądu obciążenia.
- 3.5. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia oraz wzrostem napięcia, jak również w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej. Jeżeli zabezpieczenia, o których mowa powyżej, znajdują się w wyposażeniu falownika nie ma potrzeby powielania tych zabezpieczeń.
- 3.6. EnH2O decyduje w warunkach przyłączenia o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej i pracy wyspowej.
- 3.7. Zabezpieczenia dodatkowe powinny powodować otwarcie łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną. W zależności od rodzaju pracy jednostki wytwórczej łącznikiem sprzęgającym jest:
- a) łącznik określony w pkt. 2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
 - b) łącznik określony w pkt. 2.2., gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.
- 3.8 EnH2O ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń dodatkowych, w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej.

- 3.9. Zabezpieczenie dodatkowe do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia musi być wykonane trójfazowo. Jednostka wytwórcza przy obniżeniu lub wzroście napięcia w jednym z przewodów fazowych musi być odłączona od sieci trójbiegunowo. Nie dotyczy jednostek wytwórczych przyłączonych jednofazowo do sieci elektroenergetycznej.
- 3.10. Jednostki wytwórcze przyłączane lub przyłączone do sieci nn, muszą być wyposażone w automatykę uniemożliwiającą pracę wyspową.
- 3.11. W przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez transformator SN/nN, dla zabezpieczeń dodatkowych do ochrony przed: wzrostem częstotliwości, obniżeniem częstotliwości oraz obniżeniem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie nN. Natomiast dla zabezpieczeń dodatkowych: zerowo- napięciowych oraz do ochrony przed wzrostem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie SN.
W przypadku jednostek wytwórczych, niebędącymi mikroinstalacjami imalnymi instalacjami, przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN, dla zabezpieczeń dodatkowych wielkości pomiarowe powinny być pobierane z sieci nN.
W przypadku podłączania mikroinstalacji i małych instalacji, wielkości pomiarowe dla działania zainstalowanych zabezpieczeń powinny być pobierane z sieci nN. Punkt pomiarowy może być umieszczony w dowolnym miejscu pomiędzy zaciskami inwertera a siecią rozdzielczą, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci OSD (PCC).
- 3.12. Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń dodatkowych i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak dobrane, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ lub SZR.
- 3.13. W przypadku zwarcia w linii, do której przyłączona jest farma wiatrowa automatyka zabezpieczeniowa farmy powinna:
a) wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia linii,
b) załączać farmę samoczynnie po czasie nie krótszym niż 30 s, liczonym od zakończenia udanego cyklu SPZ.
- 3.14. W przypadku zwarcia w farmie wiatrowej z generatorem asynchronicznym automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z EnH2O.
- 3.15. W przypadku zadziałania SZR w stacji, do której przyłączona jest farma wiatrowa, automatyka zabezpieczeniowa farmy powinna:
a) wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia stacji,
b) załączać farmę samoczynnie po czasie 30 s, liczonym od zakończenia cyklu SZR.
- 3.16. EnH2O może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ

- 4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa EnH2O w warunkach przyłączenia.
- 4.2. Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku

jednostek wytwórczych, których moc osiągalna określona na przewód fazowy nie przekracza 4,6 kVA (5 kWp dla jednostek wytwórczych fotowoltaicznych). W pozostałych jednostkach wytwórczych należy stosować urządzenia do kompensacji mocy biernej. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji mocy biernej.

- 4.3. Moc bierną przy generatorach synchronicznych należy regulować przy pomocy wzbudzenia. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji wzbudzenia.
- 4.4. W przypadku generatorów asynchronicznych układ służący do automatycznego bądź ręcznego załączania kondensatorów do kompensacji mocy biernej powinien być tak skonstruowany, aby nie było możliwe załączenie baterii kondensatorów przed dokonaniem rozruchu generatora. Wyłączenie generatora i baterii kondensatorów następuje równocześnie.
- 4.5. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez falowniki sieciowzbudne obowiązują warunki dotyczące załączania i odłączania kondensatorów oraz warunki ich doboru takie same, jak przy generatorach asynchronicznych. W jednostkach wytwórczych z falownikami niezależnymi kompensacja mocy biernej nie jest wymagana.

5. ZAŁĄCZANIE JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH

- 5.1. Załączenie jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej jest możliwe tylko, gdy napięcie sieci istnieje we wszystkich trzech fazach i posiada odpowiednie parametry. W przypadku stosowania ochrony przed obniżeniem napięcia powodującej odłączenie jednostki wytwórczej od sieci dystrybucyjnej, powinna ona mieć zwłokę czasową rzędu kilku minut pomiędzy powrotem napięcia w sieci dystrybucyjnej, a ponownym załączeniem jednostki wytwórczej.
- 5.2. Dla generatorów asynchronicznych, których rozruch odbywa się przy wkorzystaniu silnika napędowego, załączenie do sieci dystrybucyjnej powinno następować przy prędkości obrotowej pomiędzy $95 \div 105$ % prędkości synchronicznej. Przy zdolnych do pracy wyspowej, samowzbudnych generatorach asynchronicznych należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych, określonych w pkt. 5.4. i 5.5.
- 5.3. Dla generatorów asynchronicznych, które dokonują rozruchu, jako silnik obowiązują warunki jak dla przyłączania silników elektrycznych. Dla generatorów o mocy osiągalnej do 100 kVA przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nN prąd rozruchu nie powinien przekraczać wartości 60 A. Dla pozostałych jednostek wytwórczych prąd rozruchu należy ograniczyć w sposób zapobiegający ujemnemu wpływowi na sieć dystrybucyjną.
- 5.4. Dla generatorów synchronicznych wymagane jest urządzenie synchronizujące, umożliwiające załączenie generatora z zachowaniem następujących warunków synchronizacji:
 - a) różnica napięć – $\Delta U < \pm 10 \% U_n$,
 - b) różnica częstotliwości – $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$,
 - c) różnica kąta fazowego – $\Delta \varphi < \pm 10^\circ$,
- 5.5. EnH2O może w uzasadnionych przypadkach ustalić inne granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych niż podane w pkt. 5.4.

5.6. Falowniki załącza się tylko, gdy są one bez napięcia po stronie prądu przemiennego. Przy zdolnych do pracy wyspowej jednostkach wytwórczych z falownikami, które nie są przyłączane beznapięciowo, należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych.

5.7. Załączanie generatorów do ruchu powinno odbywać się sekwencyjnie, w trybie uzgodnionym z EnH2O.

6. CZĘSTOTLIWOŚĆ I NAPIĘCIE

6.1. Oddziaływanie jednostek wytwórczych na warunki pracy sieci dystrybucyjnej należy ograniczać w takim stopniu, aby nie zostały przekroczone, w miejscu dostarczania energii elektrycznej z jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, wymagania określone w niniejszym pkt. 6 niniejszego załącznika.

6.2. Częstotliwość znamionowa wynosi 50 Hz z dopuszczalnym odchyleniem zawierającym się w przedziale od -0,5Hz do +0,5 Hz, przez 99,5% czasu tygodnia.

6.3. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyień 5% napięcia znamionowego lub deklarowanego (w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe).

6.4. Współczynnik THD (uwzględniający wszystkie harmoniczne, aż do rzędu 40) odkształcenia napięcia nie może przekraczać odpowiednio:

- a) 3,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,
- b) 5,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.

6.5. Dla jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, w których zastosowany jest przekształtnik sześciopółkowy z wygładzaniem indukcyjnym i nie są stosowane szczególne środki do redukcji wyższych harmonicznych, powinien być spełniony następujący warunek:

$$S_{rA} / S_{kv} < 1 / 120$$

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

S_{kv} – moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, określona, jako iloraz kwadratu napięcia znamionowego sieci oraz sumy impedancji linii od transformatora do miejsca przyłączenia i impedancji transformatora.

6.6. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej, w ciągu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{It} spowodowanego wahaniami napięcia, przez 95 % czasu, powinien spełniać warunek: $P_{It} \leq 0,6$.

6.7. Wymaganie określone w pkt. 6.7. jest również spełnione w przypadkach, gdy:

- a) dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci SN zasilanych z szyn stacji 110/SN:

$$(S_{rA} / S_{kv}) \times 100 \% < 2 \text{ V N}$$

b) dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci nn:

$$(S_{rA} / S_{kv}) \times 100 \% < 3 \% / k$$

S_{rA}	– moc osiągalna jednostki wytwórczej,
S_{kv}	– moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej,
N	– liczba przekształtników tyrystorowych o jednakowych lub zbliżonych do siebie mocach znamionowych, współpracujących z jednostką wytwórczą,
k	Współczynnik wynoszący: 1 – dla generatorów synchronicznych; 2 – dla generatorów asynchronicznych, które są załączane przy 95 % ÷ 105 % ich prędkości synchronicznej;
I_a	– prąd rozruchowy,
I_r	– znamionowy prąd ciągły.

KARTY AKTUALIZACJI

Karta aktualizacji nr Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Data wejścia w życie aktualizacji:

Imię i nazwisko osoby przeprowadzającej aktualizację:

Przyczyna aktualizacji

a)

b)

Numery punktów podlegających aktualizacji:

a)

b).....

Nowe brzmienie punktów Instrukcji:
