Neo Dystrybucja

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Wrzesień 2026

Niniejsza Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej została przyjęta przez Zarząd Neo Dystrybucji sp. z o.o. Uchwałą nr 1 z dnia 28 września 2026 r. Postanowienia IRiESD obowiązują od dnia 28 września 2026 r.

Spis treści

SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI 8

1. OZNACZENIA SKRÓTÓW 8

2. POJĘCIA I DEFINICJE 13

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO 33

I.1. Postanowienia ogólne 33

I.2. Charakterystyka korzystania z sieci dystrybucyjnej 39

I.3. Charakterystyka, zakres oraz warunki formalno-prawne usług dystrybucji świadczonych przez OSDn 40

I.4. Ogólne standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu dystrybucyjnego 42

I.5. Rejestr magazynów energii elektrycznej 44

II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDN 46

II.1. Zasady przyłączania 46

II.2. Zasady odłączania, wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej 58

II.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców, połączeń międzysystemowych, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych 63

II.4. Dane przekazywane do OSDn przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej 82

II.5. Zasady planowania rozwoju i współpracy z OSDp, w tym w odniesieniu do sieci 110 kV 87

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI 88

III.1. Przepisy ogólne 88

III.2. Przyjmowanie urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji 89

III.3. Przekazanie urządzeń do remontu, przebudowy lub wycofywanie z eksploatacji 91

III.4. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z OSDp i innymi operatorami systemów 91

III.5. Dokumentacja techniczna i prawna 91

III.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych 93

III.7. Wymiana informacji eksploatacyjnych 93

III.8. Ochrona środowiska naturalnego 94
III.9. Ochrona przeciwpożarowa 94
III.10. Planowanie prac eksploatacyjnych 94
III.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac 95
IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO 95
IV.1. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej 95
IV.2. Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej 96
IV.3. Wprowadzanie przerw oraz ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej 96
IV.4. Wymagania dla użytkowników systemu w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci 108
IV.5. Redysponowanie nierynkowe 109
IV.6. Interwencyjna dostawa mocy czynnej (obowiązuje do dnia 31 grudnia 2027 r.) 110
IV.7. Interwencyjna regulacja mocy biernej (obowiązuje do dnia 31 grudnia 2027 r.) 110
V. WSPÓŁPRACA OSDN Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU 110
VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDN 111
VI.1. Obowiązki OSDn 111
VI.2. Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich operatora systemu dystrybucyjnego 112
VI.3. Planowanie produkcji energii elektrycznej 112
VI.4. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną 113
VI.5. Układ normalny pracy sieci dystrybucyjnej 113
VI.6. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej 113
VI.7. Programy łączeniowe 113
VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDN 114
VIII. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU 115
VIII.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej 115

VIII.2. Wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej 116

VIII.3. Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej 117

VIII.4. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu 120

BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI 123

A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE 123

A.1. Uwarunkowania formalno-prawne 123

A.2. Zakres przedmiotowy i podmiotowy 124

A.3. Ogólne zasady funkcjonowania rynku bilansującego 125

A.4. Warunki realizacji umów sprzedaży oraz umów kompleksowych i uczestnictwa w procesie bilansowania 127

A.5. Zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych 129

A.6. Zasady współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych i danych systemowych 131

A.7. Zasady sprzedaży rezerwowej 132

A.8. Zasady wymiany informacji 133

A.9. Zasady współpracy dotyczące usługi IRP i usługi IZP 134

A.10. Zasady współpracy dotyczące usług bilansujących 143

A.11. Uwarunkowania świadczenia usług bilansujących 144

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD 144

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH 145

D. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZGŁASZANIA I PRZYJMOWANIA PRZEZ OIRE INFORMACJI O UMOWACH 148

E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO 149

F. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI URD 150

G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA . 150

H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI INFORMACYJNE 151

I. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI 155

ZAŁĄCZNIK 1 157

1. POSTANOWIENIA OGÓLNE. 157

2. URZĄDZENIA ŁĄCZENIOWE. 157

3. ZABEZPIECZENIA. 158

4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ. 159

5. ZAŁĄCZANIE JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH. 159

6. CZĘSTOTLIWOŚĆ I NAPIĘCIE. 160

7. KRYTERIA OCENY MOŻLIWOŚCI PRZYŁĄCZENIA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH DO SIECI SN I NN. 162

8. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNYCH. 162

8.1. Wymagania ogólne 162

8.2. Regulacja mocy czynnej farmy wiatrowej 163

8.3. Praca farmy wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia 165

8.4. Załączanie i wyłączanie farm wiatrowych 166

8.5. Regulacja napięcia i mocy biernej 167

8.6. Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach w sieci 167

8.7. Dotrzymanie standardów jakości energii 168

8.8. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa 169

8.9. Monitoring i komunikacja farmy wiatrowej z operatorem systemu 169

8.10. Testy sprawdzające 170

9. DODATKOWE WYMAGANIA DLA MIKROINSTALACJI. 171

9.1. Wymagania techniczne 171

9.2. Praca i bezpieczeństwo mikroinstalacji 176

10. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH LUB PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDN. 178

10.1. Postanowienia ogólne 178

10.2. Aktywna odpowiedź na odchylenia częstotliwości 178

11. TELEMECHANIKA, MONITORING I ZDALNE STEROWANIE FARMAMI WIATROWYMI, FARMAMI FOTOWOLTAICZNYMI ORAZ MAGAZYNAMI ENERGII 179

11.1. Zakres stosowania 179

11.2. Monitoring i telesygnalizacja 179

11.3. Zdalne sterowanie i wykonywanie poleceń ruchowych 179

11.4. Komunikacja z systemami SCADA OSDn i OSDp 179

11.5. Próby, testy i eksploatacja 181

1. Postanowienia wspólne dla GUD i GUD-K 182

2. Część A - Istotne postanowienia GUD-K 182

3. Część B - Istotne postanowienia GUD 183

4. Postanowienia końcowe 185

Słownik skrótów i definicji

1. Oznaczenia skrótów

APKO	Automatyka przeciwkołysaniowa
ARNE	Automatyczna regulacja napięcia elektrowni
AWSCz	Automatyka wymuszania składowej czynnej, stosowana dla potrzeb zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach skompensowanych
BPKD	Bieżący plan koordynacyjny dobowy
BTHM	Bilans techniczno-handlowy miesięczny
BTHR	Bilans techniczno-handlowy roczny
CSIRE	Centralny system informacji rynku energii
DUB	Dostawca usług bilansujących
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
EIC	Schemat kodowania identyfikacji na rynku energii (Energy Identification Coding Scheme)
FRP	Fizyczny rejestr pomiarowy
GPO	Główny punkt odbioru energii
GUD	Generalna umowa dystrybucji
GUD-K	Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
IRiESD-Bilansowanie	część IRiESD „Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi”
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)
IRiESP-OIRE	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej część „Sposób funkcjonowania Centralnego systemu informacji rynku energii oraz współpracy Operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako Operator informacji rynku energii, z Użytkownikami systemu elektroenergetycznego i innymi podmiotami zobowiązanymi lub uprawionymi do korzystania z Centralnego systemu informacji rynku energii”
JB	Jednostka bilansowa
JB_{OS}	Jednostka bilansowa operatora systemu
JG	Jednostka grafikowa
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny

kWp	Jednostka mocy szczytowej baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym
LRW	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
LZO	Licznik zdalnego odczytu
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MB_O	$_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URDO, reprezentujących odbiory energii elektrycznej
MB_{OSD}	$_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPW, należących do POBOSD, reprezentujące wymianę energii elektrycznej pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci dystrybucyjnej OSDn oraz sąsiednich OSD, na napięciu niższym niż 110 kV
MB_W	$_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URDW lub URDME, reprezentujących odpowiednio moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej
MB_{AH}	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii wodne, inne niż moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej
MB_{AI}	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii, inne niż cieplne, wodne, farm wiatrowych, fotowoltaicznych lub będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane magazynami energii elektrycznej
MB_{AM}	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej albo magazyn energii elektrycznej
MB_{AO}	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących sterowane odbiory
MB_{AZ}	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących farmy wiatrowe lub farmy fotowoltaiczne lub moduły wytwarzania energii będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane magazynami energii elektrycznej
MB_{AW}	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii cieplne
$_{AFD}$MB	FMB, w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane przez zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące, w obszarze RB niebędącym podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
$_{F}$MB	Fizyczne MB
$_{FD}$MB	$_{F}$MB, w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
$_{FZ}$MB	$_{F}$MB, w którym są realizowane dostawy energii elektrycznej bezpośrednio w tej lokalizacji sieci, jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB

$_{W}$MB	Ponad sieciowe (wirtualne) MB
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nJWCD	Jednostka wytwórcza niebędąca jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną
nN	Niskie napięcie
NN	Najwyższe napięcia
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OIRE	Operator informacji rynku energii
OOSŁ	Operator ogólnodostępnej stacji ładowania
OP	Operator pomiarów
OREB	Okres rozliczania energii bilansującej
ORed	Obiekt Redukcji
ORN	Okres rozliczania niezbilansowania
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego
OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
OSDn	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
OSP	Operator systemu przesyłowego
PCC	Punkt przyłączenia źródła energii elektrycznej
PDE	Punkt Dostarczania Energii
PKD	Plan koordynacyjny dobowy
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie
POB_{OSD}	POB będący OSD
POB_{Z}	POB prowadzący bilansowanie handlowe zasobów
POB_{ZSU}	POBZ ustanowiony przez sprzedawcę z urzędu na terenie danego OSD
PP	Punkt pomiarowy
PPB	Punkt pomiarowy – licznik bilansujący
PPE	Punkt Poboru Energii
PPI	Punkt pomiarowy – inny
PPW	Punkt pomiarowy – punkt wymiany

Prosument	Prosument energii odnawialnej
Prosument wirtualny	Prosument wirtualny energii odnawialnej
Prosument zbiorowy	Prosument zbiorowy energii odnawialnej
P_{lt}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości Pst, występujących w okresie 2 godz. zgodnie ze wzorem: $$P = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{p_{sti}^3}{12}}$$ gdzie: i – sekwencję wartości P_{st}
P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 min
RB	Rynek Bilansujący
RRM	Regulamin rynku mocy
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odciążanie
$_{SM}$MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego dla Sprzedawcy Macierzystego
SN	Średnie napięcie
SPZ	Samoczynne ponowne załączanie – automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia
SZR	Samoczynne załączanie rezerwy – automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia
THD	Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem: $$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (u_h)^2}$$ gdzie: THD – współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego u_h – wartość względną napięcia w procentach składowej podstawowej, h – rząd wyższej harmonicznej
THFF	Współczynnik zakłóceń harmonicznych telefonii
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego, którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSD
URD_{ME}	Uczestnik rynku detalicznego typu posiadacz magazynu energii elektrycznej, o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej większej niż 50 kW

URD_n	Uczestnik Rynku Detalicznego, którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDn
URD_O	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
URD_W	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WDB	Warunki dotyczące bilansowania
WIRE	System wymiany informacji o rynku energii
WPKD	Wstępny plan koordynacyjny dobowy
SWI	Standardy wymiany informacji Centralnego systemu informacji rynku energii, stanowiące element IRiESP-OIRE.
TSKB	Techniczne standardy komunikacji biznesowej CSIRE, precyzujące wymagania techniczne i biznesowe dotyczące procesów rynku energii realizowanych za pośrednictwem CSIRE.
Umowa CSIRE	Umowa, o której mowa w art. 11zg Ustawy, regulująca korzystanie z CSIRE przez użytkownika profesjonalnego.

2. Pojęcia i definicje

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna OSDn odpowiedzialna za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych, pozyskiwanie i wyznaczanie danych pomiarowych oraz ich przekazywanie zgodnie z IRiESD.
Analizator jakości energii	Przyrząd pomiarowy służący do pomiarów jakości energii elektrycznej.
Awaria techniczna	Gwałtowne, nieprzewidziane uszkodzenie lub zniszczenie obiektu budowlanego, urządzenia technicznego lub systemu urządzeń technicznych powodujące przerwę w ich używaniu lub utratę ich właściwości. Awarię techniczną mogą wywołać również zdarzenia w cyberprzestrzeni, w rozumieniu ustawy o stanie klęski żywiołowej oraz działania o charakterze terrorystycznym.
Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Bezpośredni układ pomiarowy	Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu, bez przekładników prądowych ani napięciowych, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię.
Bilansowanie handlowe	Zgłaszanie OSP przez POB do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez użytkowników systemu i prowadzenie rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 9 EB GL dla każdego okresu rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 EB GL.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarcza wykonywana przez OSP w ramach świadczonych usług przesyłania, polegająca na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, w tym bilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943.
Dane pomiarowe	Dane pozyskiwane lub wyznaczane dla punktu pomiarowego.
Dni robocze	Dni od poniedziałku do piątku inne niż dni ustawowo wolne od pracy.
Dostawca usług bilansujących	Dostawca usług bilansujących w rozumieniu art. 2 pkt 6 EB GL.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa	Automatyka której celem jest wykrywanie zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego lub jego elementach oraz podejmowanie działań mających na celu zminimalizowanie ich skutków. EAZ dzielimy na automatykę eliminacyjną, prewencyjną oraz restytucyjną.
Elektrownia	Zakład wytwarzania energii, tj. obszarowo wyodrębniona część przedsiębiorstwa energetycznego, prowadzącego działalność polegającą na przekształcaniu energii pierwotnej w energię elektryczną, składająca się z jednego modułu wytwarzania energii lub z większej liczby modułów wytwarzania energii mających jedno lub kilka miejsc przyłączenia do sieci.
Energia	Energia rozumiana w niniejszej IRiESD jako energia elektryczna.

Energia bilansująca	Energia bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 4 EB GL.
Farma fotowoltaiczna	Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia.
Farma wiatrowa	Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia.
Fizyczne miejsce dostarczania energii rynku bilansującego	Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii elektrycznej.
Fizyczny rejestr pomiarowy	Rejestr w LZO lub liczniku konwencjonalnym reprezentujący pomiar wielkości fizycznej dotyczącej energii elektrycznej zmierzonej w PP.
Generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE, dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności.
Generacja zdeterminowana	Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, objęte obowiązkiem zakupu zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki, lub też wytwarzanie energii elektrycznej objętej długoterminowymi umowami sprzedaży energii elektrycznej.
Generalna Umowa Dystrybucji	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej przez OSD na rzecz sprzedawcy, w celu umożliwienia realizacji przez sprzedawcę umów sprzedaży energii elektrycznej z URD przyłączonych do sieci OSD, którzy posiadają z OSD zawartą umowę dystrybucyjną.
Generalna Umowa Dystrybucji dla usługi kompleksowej	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej na mocy której OSD zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej.
Główny punkt odbioru energii	Stacja transformatorowa wytwórcy o górnym napięciu wyższym niż 45 kV służąca wyłącznie do połączenia jednostek wytwórczych z KSE.
Grafik obciążeń	Zbiór danych określających oddzielnie dla poszczególnych okresów przyjętych do technicznego bilansowania systemu, zawierający ilości energii elektrycznej planowane do wprowadzenia do sieci lub do poboru z sieci.
Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci, podzielonych w następujący sposób: a) grupa przyłączeniowa I – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV, b) grupa przyłączeniowa II – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV,

	c) grupa przyłączeniowa III – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, jednak niższym niż 110 kV, d) grupa przyłączeniowa IV – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym oraz o mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW, e) grupa przyłączeniowa V – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym oraz o mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW, f) grupa przyłączeniowa VI – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane do sieci przez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie o przyłączenie do sieci, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane do sieci na czas określony, ale nie dłuższy niż rok.
Instalacja odbiorcza	Instalacja odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 1 NC DC.
Instalacja odnawialnego źródła energii	Instalacja stanowiąca wyodrębniony zespół: a) urządzeń służących do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy, w których energia elektryczna lub ciepło są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii, lub b) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego, - a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, w tym magazyn biogazu rolniczego
Jednostka bilansowa	Zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej utworzony na potrzeby rozliczania niezbilansowania.
Jednostka grafikowa	Zbiór rzeczywistych miejsc dostarczania energii elektrycznej, określonych dla zasobów użytkowników systemu, za pomocą których dostawca usług bilansujących świadczy usługi bilansujące.
Jednostka odbiorcza	Jednostka odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 4 NC DC.
Jednostka wytwórcza	Moduł wytwarzania energii, tj. wyodrębniony zespół urządzeń elektrowni, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje także transformatory oraz linie służące do wyprowadzenia mocy, wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci. W przypadku, gdy ze względu na ścisłe powiązanie technologiczne w procesie wytwarzania energii, produkcja energii z jednego źródła jest uzależniona od pracy innego, takie źródła wytwórcze należy traktować jako jedną jednostkę wytwórczą. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016 r.) - NC RfG, w art. 5 ust. 2 określa cztery kategorie (typy) modułów wytwarzania energii, tj. typ A, B, C i D oraz wartości graniczne progów mocy dla tych modułów. Na podstawie art. 5 ust. 3 powołanego rozporządzenia

	zostały opracowane przez OSP i zatwierdzone przez Prezesa URE dla obszaru Rzeczypospolitej Polskiej progi mocy maksymalnych dla ww. modułów wytwarzania energii typu B, C i D. <u>Podział modułów wytwarzania energii:</u> a) moduł wytwarzania energii typu A – moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 0,8 kW i mniejszej niż 200 kW, b) moduł wytwarzania energii typu B – moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 200 kW i mniejszej niż 10 MW, c) moduł wytwarzania energii typu C – moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 10 MW i mniejszej niż 75 MW, d) moduł wytwarzania energii typu D – moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV i mocy maksymalnej nie mniejszej niż 75 MW oraz wszystkie moduły wytwarzania energii, bez względu na ich moc maksymalną, jeśli napięcie w punkcie ich przyłączenia ma wartość co najmniej 110 kV.
Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana (JWCD)	Moduł wytwarzania energii: a) przyłączony do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo b) cieplny kondensacyjny o mocy osiągalnej równej 100 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompowy przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV albo c) przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV inny niż określony w lit. b), którym OSP dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą i OSD, do którego sieci ten moduł wytwarzania energii jest przyłączony, o ile nie został objęty zmianą statusu JWCD zgodnie z § 14 rozporządzenia systemowego.
Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana (JWCK)	Moduł wytwarzania energii o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV, niebędący jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną.
Kod EIC	Kod służący do identyfikacji podmiotów na europejskim rynku energii. Kody nadawane są przez Centralne Biuro Kodów EIC (ENTSO-E) i przez Lokalne Biura Kodów EIC w poszczególnych krajach. W Polsce Lokalne Biura Kodów EIC prowadzone są przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (numer identyfikacyjny 19) oraz Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. (numer identyfikacyjny 53).
Koordynowana sieć 110 kV	Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej.
Krajowy system elektroenergetyczny (KSE)	System elektroenergetyczny na terenie Polski.
Licznik konwencjonalny	Przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach (Dz. U. z 2021 r. poz. 2068), służący do pomiaru energii

	elektrycznej i rozliczeń za tę energię, niewyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.
Licznik zdalnego odczytu	Przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach (Dz. U. z 2021 r. poz. 2068), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, wyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.
Licznik / Licznik energii elektrycznej	Licznik zdalnego odczytu oraz licznik konwencjonalny.
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.
Magazyn energii elektrycznej	Instalacja umożliwiająca magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej.
Magazynowanie energii elektrycznej	Przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną.
Maksymalna moc dyspozycyjna netto	Moc osiągalna netto pomniejszona o planowane lub nieplanowane ubytki mocy.
Mała instalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i mniejszej niż 3 MW w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i nie większa niż 1 MW.
Mechanizm bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w systemie elektroenergetycznym.
Miejsce dostarczania energii elektrycznej	Miejsce, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określone w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będące jednocześnie miejscem jej odbioru.
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem RB reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy URB a RB.

Miejsce dostarczania energii rynku detalicznego (MDD)	Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem RB, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy sprzedawcą lub POB_Z a URD.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.
Mikroinstalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW.
Minimalna moc dyspozycyjna netto	Moc minimum technicznego netto powiększona o planowane lub nieplanowane ubytki mocy.
Moc bilansująca	Moc bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 5 EB GL.
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna jednostki wytwórczej albo magazynu energii elektrycznej pomniejszona o ubytki mocy.
Moc osiągalna	Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza albo magazyn energii elektrycznej może pracować bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki, magazynu przy parametrach nominalnych, potwierdzona testami.
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania z sieci lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15-minutowych, służąca do zaprojektowania przyłącza
Moc umowna	Moc czynna pobierana z sieci lub wprowadzana do sieci, określona w: a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej jako wartość nie mniejsza niż wyznaczona jako wartość maksymalna ze średniej wartości mocy w okresie 15-minutowym, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, albo b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone z siecią każdego z tych operatorów, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo c) umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zawieranej między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającymi co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią każdego z

	tych operatorów, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Moc zainstalowana elektryczna instalacji odnawialnego źródła energii	Łączna moc znamionowa czynna: a) zespołu urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej – zespołu prądotwórczego, podana przez producenta na tabliczce znamionowej, a w przypadku jej braku, moc znamionowa czynna tego zespołu określona przez jednostkę posiadającą akredytację Polskiego Centrum Akredytacji – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biogaz lub biogaz rolniczy, b) generatora, modułu fotowoltaicznego lub ogniwa paliwowego podana przez producenta na tabliczce znamionowej – w przypadku instalacji innej niż wskazana w lit. a).
Moduł parku energii	Moduł parku energii w rozumieniu art. 2 pkt 17 NC RfG.
Moduł wytwarzania energii	Moduł wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 5 NC RfG.
Należyta staranność w utrzymaniu sieci dystrybucyjnej	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 odbiorcą – wartość ta jest zwykle zgodna z napięciem znamionowym.
Nielegalne pobieranie energii elektrycznej	Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.
Niezbilansowanie	Niezbilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 8 EB GL.
Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
Normalne warunki pracy sieci	Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc, obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń przez automatyczny

	system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności spowodowanych: a) wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami, b) czynnikami będącymi poza kontrolą OSD takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.
Obiekt	Budynek lub budowla w rozumieniu ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2021 r. poz. 2351, z późn. zm.), a także ich wyodrębnioną część albo zespół budynków lub budowli, które mieszczą się pod jednym adresem lub w jednej lokalizacji, wraz z urządzeniami połączonymi ze sobą siecią lub instalacją odbiorczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej – w celu dostarczania energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo umowy kompleksowej, o których mowa odpowiednio w art. 5 ust. 1 i 3 Ustawy, zawartych z tym samym odbiorcą, przy wykorzystaniu jednego lub więcej przyłączy tworzących kompletny układ zasilania.
Obiekt pomiarowy	Zbiór fizyczny lub wirtualny obejmujący co najmniej jeden PP.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Obszar OSD	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
Obszar RB	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w KSE, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami biorącymi udział w RB.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym	Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym.
Odbiorca końcowy	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej magazynowania lub zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
Odbiorca w ORed	Podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.
Odbiorca wrażliwy energii elektrycznej	Osoba, której przyznano dodatek mieszkaniowy w rozumieniu art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 21 czerwca 2001 r. o dodatkach mieszkaniowych (Dz. U. z 2021

	r. poz. 2021), która jest stroną umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym i zamieszkuje w miejscu dostarczania energii elektrycznej.
Odłączenie od sieci	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwały demontaż elementów przyłącza.
Odnawialne źródło energii (OZE)	Odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.
Ogólnodostępna stacja ładowania	Stacja ładowania dostępna na zasadach równoprawnego traktowania dla każdego posiadacza pojazdu elektrycznego i pojazdu hybrydowego.
Ograniczenia elektrowniane	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.
Ograniczenia sieciowe	Ograniczenia przesyłowe, o których mowa w art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2019/943.
Okres rozliczania niezbilansowania	Okres rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 EB GL określony w WDB.
Okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych	Okres pomiędzy dwoma kolejnymi rozliczeniowymi odczytami urządzeń do pomiaru mocy lub energii elektrycznej, dokonanymi przez OSDn.
Operator	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu połączonego elektroenergetycznego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator informacji rynku energii	Podmiot odpowiedzialny za zarządzanie i administrowanie Centralnym systemem informacji rynku energii oraz przetwarzanie zgromadzonych w nim informacji na potrzeby realizacji procesów rynku energii.
Operator ogólnodostępnej stacji ładowania	Podmiot odpowiedzialny za budowę, zarządzanie, bezpieczeństwo funkcjonowania, eksploatację, konserwację i remonty ogólnodostępnej stacji ładowania.
Operator pomiarów	Podmiot, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie przekazywania i pozyskiwania danych pomiarowych do/od OSP zgodnie z WDB.
Operator systemu dystrybucyjnego (OSD)	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

Operator systemu przesyłowego (OSP)	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.
Operatywne kierownictwo	Polega na bieżącym śledzeniu pracy urządzeń, uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń, instalacji i sieci operatywnie kierowanych zgodnie z podziałem kompetencji, wydawaniu poleceń ruchowych i wykonywaniu czynności łączeniowych, rejestrowaniu stanów pracy kierowanych urządzeń oraz prowadzeniu analiz pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.
Operatywny nadzór	Polega na wydawaniu zgody na zmiany w układzie pracy sieci nadzorowanej, bieżącym pozyskiwaniu informacji o stanie i parametrach pracy nadzorowanych urządzeń, instalacji lub sieci oraz, w uzasadnionych przypadkach, przejmowaniu operatywnego kierownictwa nad urządzeniami, instalacjami i sieciami operatywnie nadzorowanymi.
Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie	Podmiot w rozumieniu art. 2 pkt 14 rozporządzenia 2019/943 uczestniczący w RB na podstawie umowy przesyłowej.
Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe będący OSD	OSD, który działając jako przedsiębiorstwo bilansujące: a) dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią, oraz b) może dokonywać zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb OSD związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.
Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe zasobów	Podmiot odpowiedzialny za niezbilansowanie zasobów: a) których jest właścicielem, przy czym w uzasadnionych sytuacjach zamiast właściciela może działać użytkownik systemu, który dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu albo zasobów, lub b) w odniesieniu do których został wskazany jako odpowiedzialny za ich niezbilansowanie przez właścicieli albo sprzedawców energii elektrycznej w przypadku zasobów odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)	Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot, którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).
Pośredni układ pomiarowy	Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię.
Półpośredni układ pomiarowy	Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu wraz z przekładnikami prądowymi, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię.

Procedura zmiany sprzedawcy	Proces rynku energii realizowany za pośrednictwem OIRE i CSIRE, prowadzący do przypisania do PPE nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej oraz zakończenia realizacji dotychczasowej umowy, zgodnie z IRiESP-OIRE.
Proces rynku energii	Sekwencja działań realizowanych przez co najmniej dwa podmioty będące użytkownikiem systemu elektroenergetycznego lub OIRE, na podstawie których następuje sprzedaż energii elektrycznej, jej wprowadzenie do sieci lub pobór lub świadczenie usług związanych z energią elektryczną.
Programy łączeniowe	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.
Program zgodności	Program określający przedsięwzięcia, jakie powinien podjąć OSD w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania Użytkowników Systemu i Potencjalnych Użytkowników Systemu
Prosument energii odnawialnej	Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 649, 730 i 2294).
Prosument wirtualny energii odnawialnej	Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w innym miejscu niż miejsce dostarczania energii elektrycznej do tego odbiorcy, która jednocześnie nie jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wytwarzanie to nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej.
Prosument zbiorowy energii odnawialnej	Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, w której znajduje się punkt poboru energii elektrycznej tego odbiorcy, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wytwarzanie to nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej.

Przedpłatowy układ pomiarowo rozliczeniowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy realizujący funkcję włączenia lub wyłączenia możliwości poboru energii elektrycznej w zależności od stanu Salda dekrementującego
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji energii elektrycznej lub obrotu nimi.
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
Przekaźnik SCO	Wyodrębniony przekaźnik albo funkcja w terminalu zabezpieczeniowym lub sterowniku układu sterowania stacji, które wykonują pomiar częstotliwości i porównanie częstotliwości zmierzonej z nastawioną wielkością kryterialną, po przekroczeniu której jest generowany sygnał sterujący w celu wyłączenia odbioru za pomocą wyłączników.
Przerwa planowana	Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od chwili otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przerwa nieplanowana	Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od chwili uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przesyłanie – transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczania do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, dostosowany do mocy przyłączeniowej z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego, świadczącego na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
Punkt dostarczania energii	Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.
Punkt poboru energii	Punkt pomiarowy w instalacji lub sieci, dla którego dokonuje się rozliczeń oraz dla którego może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Punkt pomiarowy (PP)	Miejsce w urządzeniu, instalacji lub sieci elektroenergetycznej, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej.
Punkt pomiarowy – licznik bilansujący (PPB)	Punkt pomiarowy obejmujący stację elektroenergetyczną transformującą średnie napięcie na niskie napięcie (SN/nN), stanowiącą element sieci dystrybucyjnej OSDn

Punkt pomiarowy - inny (PPI)	Punkt pomiarowy w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej, niebędący PPB albo PPE albo PPW
Punkt pomiarowy - Punkt wymiany (PPW)	Punkt pomiarowy na granicy obszarów sieci elektroenergetycznych OSD
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.
Rejestrator zakłóceń	Rejestrator zapisujący przebiegi chwilowe napięć, prądów i sygnałów logicznych.
Rejestrator zdarzeń	Rejestrator zapisujący czasy wystąpienia i opisy znakowe zmian stanów urządzeń pola, w którym jest zainstalowany, w tym układów EAZ.
Reprezentant prosumentów	Osoba fizyczna, osoba prawna lub jednostka organizacyjna niebędąca osobą prawną, której ustawa przyznaje zdolność prawną, uprawnioną na podstawie umowy, o której mowa w art. 4a ust. 1 Ustawy OZE, do reprezentacji prosumentów wirtualnych energii odnawialnej lub prosumentów zbiorowych energii odnawialnej, w szczególności w relacjach z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zarządcą budynku wielolokalowego lub organami administracji architektoniczno-budowlanej, a w przypadku prosumenta wirtualnego energii odnawialnej – także podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie.
Rezerwa mocy	Możliwa do wykorzystania w danym okresie zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci.
Rezerwowa umowa kompleksowa	Umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej.
Rozporządzenie pomiarowe	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz.U. z 2022 r., poz. 788).
Rozporządzenie systemowe	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r. poz. 819, z późniejszymi zmianami).
Rozporządzenie taryfowe	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2024 r. poz. 904, z późn. zm.).
Ruch próbny	Nieprzerwana praca uruchamianych urządzeń, instalacji lub sieci, przez ustalony okres, z określonymi parametrami pracy.
Ruch sieciowy	Sterowanie pracą sieci.
Rynek bilansujący	Rynek bilansujący w rozumieniu art. 2 pkt 2 EB GL.

Rynek detaliczny	Segment rynku energii elektrycznej obejmujący użytkowników systemu przyłączonych do sieci OSDn oraz procesy sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług związanych z energią, realizowane zgodnie z przepisami prawa i IRiESP-OIRE.
Rzeczywiste miejsce dostarczania energii elektrycznej	Miejsce dostarczania energii elektrycznej, w którym jest realizowana dostawa tej energii powiązana bezpośrednio z jej fizycznymi przepływami, której ilość jest wyznaczana za pomocą układu pomiarowo-rozliczeniowego, będące jednocześnie rzeczywistym miejscem odbioru tej energii.
Saldo dekrementujące	Liczba wyrażona w ilości energii elektrycznej lub jednostkach pieniężnych, pozostała do wykorzystania przez URDO dla przedpłatowej formy rozliczeń w ramach umowy kompleksowej.
Samoczynne częstotliwościowe odciążanie - SCO	Samoczynne wyłączanie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości (automatyczne odłączenie odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER), spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
Samoczynne ponowne załączanie - SPZ	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego.
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Skorygowane dane pomiarowe	Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku, gdy dane pomiarowe pozyskane z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu są błędne.
Służba dyspozytorska lub ruchowa	Komórka organizacyjna przedsiębiorstwa elektroenergetycznego uprawniona do prowadzenia ruchu sieci i kierowania pracą jednostek wytwórczych
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 Macierzysty	Podmiot sprzedający energię elektryczną odbiorcom niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, pełniący jednocześnie na obszarze sieci OSD funkcję Sprzedawcy z Urzędu.
Sprzedawca rezerwowy	Przedsiębiorstwo energetyczne pełniące funkcję sprzedawcy rezerwowego dla obszaru działania OSDn zgodnie z Ustawą; co do zasady jest nim sprzedawca zobowiązany właściwy dla tego obszaru, a w przypadkach

	określonych w Ustawie - sprzedawca zobowiązany właściwy dla obszaru działania OSP.
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
Sprzedaż rezerwowa	Sprzedaż energii elektrycznej URD dokonywana przez sprzedawcę rezerwowego w przypadku zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę, realizowana na podstawie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.
Spółdzielnia energetyczna	Spółdzielnia w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2021 r. poz. 648) lub ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073), której przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii i równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej.
Stacja ładowania	a) urządzenie budowlane obejmujące punkt ładowania o normalnej mocy lub punkt ładowania o dużej mocy, związane z obiektem budowlanym, lub b) wolnostojący obiekt budowlany z zainstalowanym co najmniej jednym punktem ładowania o normalnej mocy lub punktem ładowania o dużej mocy – wyposażone w oprogramowanie umożliwiające świadczenie usług ładowania, wraz ze stanowiskiem postojowym oraz, w przypadku gdy stacja ładowania jest podłączona do sieci dystrybucyjnej w rozumieniu ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, instalacją prowadzącą od punktu ładowania do przyłącza elektroenergetycznego.
Stan odbudowy systemu	Stan odbudowy systemu, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 38 SO GL.
Stan zagrożenia	Stan zagrożenia, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 37 SO GL.
Stan zagrożenia KSE	Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców.
Stan zaniku zasilania	Stan zaniku zasilania, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 22 SO GL.
Statyzm	Oznacza wyrażany w procentach współczynnik quasi-stacjonarnego odchylenia częstotliwości do wynikającej z tego odchylenia zmiany generowanej mocy czynnej w stanie ustalonym. Zmianę częstotliwości wyraża się jako stosunek do częstotliwości znamionowej, a zmianę mocy czynnej jako stosunek do mocy maksymalnej lub rzeczywistej mocy czynnej w momencie wystąpienia tego odchylenia.

Sterowany odbiór	Instalacja odbiorcza lub jednostka odbiorcza posiadające zdolność do czasowego ograniczenia lub zwiększenia poboru energii elektrycznej z sieci w wyniku zmiany zużycia energii elektrycznej przez tę instalację lub tę jednostkę.
Sterownik polowy	Terminal polowy, który posiada wbudowane przyciski lub ekran dotykowy do sterowania łącznikami oraz umożliwia wizualizację aktualnego stanu łączników w tym polu.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
System informacyjny	System informacyjny w rozumieniu art. 2 pkt 14 ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz.U. z 2020 r. poz. 1369 z późn. zm.).
System IP DSR	System informatyczny dedykowany interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców (usługa IRP) i interwencyjnemu ofertowemu zwiększeniu poboru mocy przez odbiorców (usługa IZP), zarządzany przez OSP i udostępniany dostawcom tych usług w celu wsparcia realizacji tych usług oraz komunikacji z nimi związanej, oraz udostępniany OSD w celu wsparcia procesu certyfikacji obiektów redukcji (ORed).
System pomiarowy	System zdalnego odczytu, liczniki zdalnego odczytu wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną skomunikowane z tym systemem zdalnego odczytu oraz liczniki konwencjonalne, służący do przetwarzania danych pomiarowych, w celu ich przekazania do Centralnego systemu informacji rynku energii.
System zdalnego odczytu	System informacyjny służący do pozyskiwania danych pomiarowych z liczników zdalnego odczytu i informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez te liczniki oraz służący do wysyłania poleceń do liczników zdalnego odczytu.
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
TCM	Metody, warunki, wymogi i zasady (ang. „terms, conditions and methodologies”) przyjęte na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158/54 z 14.06.2019 r. z późn. zmianami) lub Kodeksów sieci.
Terminal polowy	Mikroprocesorowe urządzenie posiadające przynajmniej jedno łącze cyfrowe z systemem nadzoru (komputerem nadrzędnym), które realizuje zadania w zakresie obsługi wydzielonego pola elementu systemu elektroenergetycznego (linii, transformatora, łącznika szyn, itp.) związane z EAZ eliminacyjną, prewencyjną lub restytucyjną oraz dodatkowo w zakresie pomiarów wielkości elektrycznych, sterowania łącznikami, rejestracji zdarzeń i zakłóceń, lokalizacji miejsca zwarcia lub inne.
THFF	Współczynnik zakłóceń harmonicznych telefonii

Tryb LFSM-O	Oznacza tryb pracy modułu wytwarzania energii lub systemu HVDC, w którym generowana moc czynna zmniejsza się w odpowiedzi na wzrost częstotliwości systemu powyżej określonej wartości.
Tryb LFSM-U	Oznacza tryb pracy modułu wytwarzania energii lub systemu HVDC, w którym generowana moc czynna zwiększa się w następstwie spadku częstotliwości systemu poniżej określonej wartości.
Uczestnik Rynku Bilansującego (URB)	Podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z OSP, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w WDB.
Uczestnik Rynku Detalicznego (URD)	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD lub umowę kompleksową ze sprzedawcą posiadającym zawartą z OSD GUD-K.
Uczestnik Rynku Detalicznego w gospodarstwie domowym (URD w gospodarstwie domowym)	Podmiot dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu zużycia jej w gospodarstwie domowym, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD lub umowę kompleksową ze sprzedawcą posiadającym zawartą z OSD GUD-K.
Układ ARNE	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe, liczniki i inne przyrządy pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów ilości energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, w szczególności liczniki energii czynnej i liczniki energii biernej, w tym takie liczniki wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
Układ pomiarowy bilansowo-kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo- rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
Układ SCO	Zespół urządzeń wykonujących pomiar częstotliwości za pomocą przekaźnika SCO, dystrybucję sygnałów sterujących i wyłączenie odbioru za pomocą wyłączników.

Układ zabezpieczeniowy	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
Umowa dystrybucji	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 2 Ustawy.
Umowa kompleksowa	Umowa, na podstawie której odbywa się dostarczanie energii elektrycznej, zawierająca postanowienia umowy sprzedaży i umowy dystrybucji (o której mowa w art. 5 ust. 3 Ustawy).
Umowa przesyłowa	Umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawarta z OSP.
Umowa sieciowa	Umowa, na podstawie której OSDn świadczy usługi dystrybucji dla URD, tj. umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa. Do jednego PPE może być przypisana w CSIRE jedna umowa sieciowa.
Umowa sprzedaży	Umowa sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w art. 5 ust. 1 Ustawy.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługa IRP	Usługa w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej świadczona na polecenie OSP polegająca na interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców.
Usługa IZP	Usługa w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej świadczona na polecenie OSP polegająca na interwencyjnym ofertowym zwiększeniu poboru mocy przez odbiorców.
Usługi bilansujące	Usługi bilansujące w rozumieniu art. 2 pkt 3 EB GL.
Usługi systemowe	Usługi świadczone na rzecz OSP, niezbędne do zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania KSE, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997 r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu.
Warunki dotyczące bilansowania (WDB)	Dokument opracowany przez OSP na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) – EB GL, zatwierdzony decyzją Prezesa URE.
Wirtualne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (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.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wymiana międzysystemowa	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.
Wyprowadzenie URD z PPE	Zakończenie na wniosek URD świadczenia usług dystrybucji lub usługi kompleksowej, które obejmuje odłączenie zasilania w danym PPE, tj. stworzenie fizycznej przerwy w torze prądowym (np. demontaż układu pomiarowo-rozliczeniowego, demontaż fragmentu przyłącza, wyjęcie wkładki bezpiecznikowej itp.).
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej.
Zabezpieczenia	Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce.
Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne	Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.
Zabezpieczenie nadprądowe zwarciowe	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 s, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciowych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania z pominięciem wpływu prądów roboczych.
Zagregowane dane pomiarowe	Dane pomiarowe dla zbioru punktów pomiarowych, dla których nie jest możliwe przypisanie ich do danego użytkownika systemu elektroenergetycznego.
Zakład wytwarzania energii	Zakład wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 6 NC RfG.
Zapotrzebowanie sieci	Zapotrzebowanie na moc odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz bezpośrednio do urządzeń, instalacji lub sieci innych przedsiębiorstw energetycznych, powiększone o straty w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, pomniejszone o moc bezpośrednio dostarczaną przez źródła wytwórcze do odbiorców z pominięciem sieci należącej do innych przedsiębiorstw energetycznych.
Zaprzestanie dostarczania energii elektrycznej	Niedostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza, z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej, w tym rezerwowej umowy kompleksowej, lub z powodu zgłoszenia/powiadomienia przez sprzedawcę umowy kompleksowej niezgodnie z przedmiotem GUD-K.
Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego

	funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.
Zasilenie inicjalne	Przekazanie przez OSD do OSP danych pomiarowych dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, po otrzymaniu z OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP lub usługi IZP.
Zastępcze dane pomiarowe	Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku braku możliwości pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu.
Zasób	Moduł wytwarzania energii, w tym instalacja odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 3 pkt 20h Ustawy, magazyn energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 10k Ustawy, instalacja odbiorcza lub jednostka odbiorcza, wraz z przyporządkowanymi im rzeczywistymi miejscami dostarczania energii elektrycznej.

I.Korzystanie z systemu elektroenergetycznego

I.1. Postanowienia ogólne

I.1.1. Neo Dystrybucja sp. z o.o., zwana dalej „OSDn" albo „Neo Dystrybucja", jako operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, zwaną dalej „IRiESD", na podstawie ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne.

I.1.2. Neo Dystrybucja jest operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nieposiadającym bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową, tj. operatorem typu OSDn. Neo Dystrybucja prowadzi ruch, eksploatację i planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej, a także realizuje zadania w zakresie bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi na obszarze, na którym została wyznaczona operatorem systemu dystrybucyjnego.

I.1.3. Operatorem systemu dystrybucyjnego posiadającym bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową, z którego siecią połączona jest sieć Neo Dystrybucji, jest TAURON Dystrybucja S.A., zwana dalej „OSDp". Neo Dystrybucja realizuje obowiązki wymagające współpracy z OSP co do zasady za pośrednictwem OSDp, zgodnie z przepisami prawa, IRiESP, WDB, IRiESD OSDp oraz umowami zawartymi pomiędzy operatorami. Powyższe nie narusza obowiązków wykonywanych bezpośrednio przez Neo Dystrybucję wobec OIRE ani za pośrednictwem CSIRE, zgodnie z IRiESP-OIRE i Umową CSIRE.

I.1.4. IRiESD spełnia w szczególności wymagania:

1) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, zwanej dalej „Ustawą" albo „ustawą Prawo energetyczne" (Dz. U. z 2026 r. poz. 43 z późn. zm.),

2) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „Ustawą OZE" (Dz. U. z 2026 r. poz. 68 z późn. zm.),

3) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane, z późn. zm.,

4) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. - Kodeks pracy, z późn. zm.,

5) ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, zwanej dalej „ustawą o rynku mocy", z późn. zm.,

6) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności", z późn. zm.,

7) rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, z późn. zm.,

8) zawarte w:

   a) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r., z późn. zmianami) - EB GL,

   b) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016 r., z późn. zmianami) - NC RfG,

   c) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223/10 z 18.8.2016 r.) - NC DC,

d) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. Urz. UE L 241/1 z 8.9.2016 r.) - NC HVDC,

e) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220/1 z 25.8.2017 r., z późn. zmianami) - SO GL,

f) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312/54 z 28.11.2017 r., z późn. zmianami) - NC ER,

zwanymi dalej łącznie „Kodeksami sieci".

9) koncesji Neo Dystrybucji na dystrybucję energii elektrycznej nr DEE/381/41718/W/OWR/2018/JR, udzielonej na okres do dnia 31 grudnia 2030 r.,

10) decyzji Prezesa URE nr DRE.WOSE.4711.17.14.2018.2019.ŁG z dnia 29 listopada 2019 r., wyznaczającej GEPOL Dystrybucja sp. z o.o. operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na okres od dnia 15 grudnia 2019 r. do dnia 31 grudnia 2030 r., zmienionej decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DRE.WOSE.4711.24.3.2023.JG z dnia 8 stycznia 2024 r. w związku ze zmianą firmy przedsiębiorcy na Neo Dystrybucja sp. z o.o.,

11) IRiESP,

12) IRiESP-OIRE,

13) Taryfy OSDn.

I.1.5. Uwzględniając warunki określone w niniejszej IRiESD – OSDn w celu realizacji ustawowych zadań przyjmuje do stosowania instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy, a także dokumenty przyjęte na podstawie Kodeksów sieci.

I.1.6. Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych OSDn 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 OSDn, w szczególności dotyczące:

1) przyłączania jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich,

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

3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,

4) współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci 110 kV i niezbędnego układu połączeń sieci oraz zakresu, sposobu 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,

10) wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej,

11) procedur, sposobu postępowania i zakresu wymiany informacji niezbędnych w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i opracowania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,

12) procedury zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych

I.1.7. W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci postanowienia IRiESD dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych oraz linii napowietrznych i kablowych, za których ruch sieciowy odpowiada OSDn, niezależnie od prawa własności tych urządzeń. Szczegółowy podział operatywnego kierownictwa, operatywnego nadzoru i wykonywania czynności łączeniowych pomiędzy OSDn i OSDp określają umowy międzyoperatorskie oraz właściwe instrukcje współpracy ruchowej.

I.1.8. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

1) Neo Dystrybucję jako OSDn,

2) wytwórców oraz posiadaczy magazynu energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn,

3) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn,

4) podmioty odpowiedzialne za bilansowanie i dostawców usług bilansujących,

5) sprzedawców,

6) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej OSDn,

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

Dodatkowo poniższe podmioty są obowiązane stosować postanowienia IRiESP w zakresie, w jakim mają one do nich zastosowanie:

1) operatorzy systemów dystrybucyjnych,

2) podmioty korzystające z usług świadczonych przez OSP,

3) wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze, za których dysponowanie mocą, zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne, odpowiada OSP.

I.1.9. Zgodnie z przepisami ustawy Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za:

1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności i jakości dostarczania energii elektrycznej oraz – w zakresie wynikającym z przepisów prawa, IRiESD OSDp, umów międzyoperatorskich i instrukcji współpracy ruchowej – we współpracy z OSDp, w szczególności w odniesieniu do koordynowanej sieci 110 kV; współpraca z OSP odbywa się za pośrednictwem OSDp, o ile właściwe dokumenty nie stanowią inaczej,

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 na obszarze działania OSDn,

4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych i przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów, skoordynowania ich rozwoju oraz niezawodnego i efektywnego funkcjonowania,

5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej w zakresie należącym do kompetencji OSDn, z uwzględnieniem kompetencji OSDp i OSP określonych w przepisach prawa, IRiESP, IRiESD OSDp i umowach operatorskich,

6) bilansowanie systemu dystrybucyjnego, z wyjątkiem bieżącego równoważenia zapotrzebowania z dostawami energii elektrycznej, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi w sieci OSDn,

7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z OSDp, a za jego pośrednictwem - o ile właściwe dokumenty nie stanowią inaczej - z OSP, w zakresie zarządzania przepływami w koordynowanej sieci 110 kV,

8) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii,

9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom połączonych systemów informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji i zarządzania siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci i korzystania z niej,

10) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej i umów kompleksowych dotyczących PPE przyłączonych do sieci OSDn, w szczególności poprzez:

    a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu, walidacji, przetwarzaniu i przekazywaniu danych pomiarowych oraz informacji rynku energii, zapewniającej współpracę z OIRE, OSDp i innymi uprawnionymi podmiotami,

    b) pozyskiwanie, przechowywanie i przetwarzanie danych pomiarowych oraz przekazywanie do CSIRE informacji rynku energii, a OSDp - danych wymaganych dla rynku bilansującego, rynku mocy i procesów operatorskich,

    c) opracowywanie i aktualizację standardowych profili zużycia oraz przekazywanie ich OIRE w sposób wynikający z przepisów prawa i IRiESP-OIRE, a także określenie zasad ich stosowania w IRiESD,

d) wyznaczanie i przekazywanie danych dotyczących zużycia lub wytwarzania energii elektrycznej w zakresie wymaganym dla procesów rynku energii i rozliczeń,

e) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy oraz innych procesów rynku energii realizowanych za pośrednictwem CSIRE i uwzględnianie ich w IRiESD,

f) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:

i. aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi OSDn zawarł GUD lub GUD-K,

ii. informacji o sprzedawcy z urzędu oraz sprzedawcy rezerwowym właściwym dla obszaru działania OSDn, w zakresie wymaganym przepisami prawa,

iii. wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów dystrybucji oraz umów zawieranych ze sprzedawcami energii elektrycznej,

11) współpracę z OSDp, a w zakresie wynikającym z właściwych przepisów i instrukcji również z OSP, przy opracowywaniu i realizacji planów obrony i odbudowy systemu,

12) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem efektywności energetycznej, zarządzania popytem, rozwoju źródeł i magazynów energii oraz potrzeb koordynacji z OSDp,

13) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z OSDp i operatorami systemów połączonych w zakresie niezbędnym do utrzymania bezpieczeństwa ich pracy,

14) prowadzenie rejestru magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci OSDn, stanowiących jej część albo wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego, zgodnie z Ustawą.

I.1.10. Koordynowanie prowadzenia ruchu w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponowanie mocą jednostek wytwórczych należą do OSP lub OSDp w zakresie określonym przepisami prawa, IRiESP, IRiESD OSDp i umowami operatorskimi. OSDn wykonuje dotyczące jego sieci polecenia przekazywane zgodnie z tymi zasadami.

I.1.11. Zgodnie z ustawą o rynku mocy, RRM i zasadami funkcjonowania CSIRE OSDn jest odpowiedzialny, w odniesieniu do PPE przyłączonych do swojej sieci, w szczególności za:

1) udział w procesie certyfikacji ogólnej w zakresie przypisanym OSDn,

2) przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby przeprowadzania testów, zgodnie z właściwym procesem CSIRE albo za pośrednictwem OSDp, jeżeli wymaga tego model wymiany danych,

3) przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby weryfikacji wykonywania obowiązku mocowego i rozliczeń, zgodnie z właściwym procesem CSIRE albo za pośrednictwem OSDp,

4) przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby monitorowania realizacji umów mocowych, zgodnie z właściwym procesem CSIRE albo za pośrednictwem OSDp,

5) współpracę z OSP, bezpośrednio albo za pośrednictwem OSDp, w ramach zastąpienia planowanych jednostek redukcji zapotrzebowania,

6) przekazywanie informacji o ograniczeniach sieciowych w sieci OSDn i poleceniach wpływających na możliwość dostarczania mocy do KSE.

I.1.12. OSDn ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań zgodnie z obowiązującym prawem.

I.1.13. OSDn nie ponosi odpowiedzialności za skutki zaniechania działań lub skutki działań innych operatorów systemów elektroenergetycznych.

I.1.14. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:

1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSDn,

2) rozwiązanie z OSDn umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

I.1.15. OSDn udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych.

I.1.16. W zależności od potrzeb, OSDn przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymagań wynikających z przepisów prawnych.

I.1.17. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD.

I.1.18. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.

I.1.19. W przypadku zmiany IRiESD w trybie wydania Karty aktualizacji zawiera ona specyfikację zmian IRiESD. Karty aktualizacji stanowią integralną część IRiESD.

I.1.20. OSDn opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej. Wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji, OSDn publikuje na swojej stronie internetowej komunikat informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz terminie przewidzianym na konsultacje. Dodatkowo, OSDn publikuje dokument wyjaśniający, zawierający informację o przedmiocie i przyczynie wprowadzanych zmian, a także o planowanym terminie ich wejścia w życie.

I.1.21. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż miesiąc od dnia opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.

I.1.22. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje zmian IRiESD, OSDn:

a) dokonuje analizy otrzymanych uwag i propozycji,

b) opracowuje raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag lub propozycji, informacje o sposobie ich uwzględnienia oraz w uzasadnionych przypadkach, zestawienie własnych uzupełnień lub korekt, których potrzeba wprowadzenia wynika ze zgłoszonych uwag i propozycji użytkowników systemu lub jeżeli mają one charakter redakcyjny bądź pisarski, lub polegają na usunięciu oczywistej omyłki,

c) opracowuje nową wersję IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi i propozycje oraz ewentualne korekty OSDn, zgodnie z informacjami przedstawionymi w raporcie z procesu konsultacji

I.1.23. IRiESD albo Kartę aktualizacji oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, OSDn publikuje na swojej stronie internetowej.

Kartę aktualizacji wraz z tekstem ujednoliconym IRiESD, a także informację o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD, OSDn publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

Jeżeli zgodnie z przepisami prawa IRiESD albo jej zmiana podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE, OSDn po zakończeniu konsultacji przedkłada właściwy dokument do zatwierdzenia, a następnie publikuje zatwierdzoną treść i informację o dacie wejścia jej w życie. W pozostałych przypadkach IRiESD albo jej zmianę przyjmuje i wprowadza do stosowania organ właściwy zgodnie z zasadami obowiązującymi OSDn.

I.1.24. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci OSDn lub korzystający z usług świadczonych przez OSDn, są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w niniejszej IRiESD. IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

I.1.25. Odpowiedzialność OSDn oraz sprzedawców za niewykonanie bądź niewłaściwe wykonanie obowiązków wynikających z IRiESD jest określona w umowach.

I.1.26. Zakres przedmiotowy IRiESD pokrywa się częściowo z zakresem przedmiotowym TCM, stąd:

1) w przypadku, gdy wystąpi rozbieżność pomiędzy postanowieniami IRiESD, a postanowieniami TCM, OSDn niezwłocznie podejmie działania mające na celu wyeliminowania tych rozbieżności, a do tego czasu postanowienia TCM mają pierwszeństwo nad rozbieżnymi z nimi postanowieniami IRiESD,

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

I.1.27. Postanowienia niniejszej IRiESD dotyczące realizacji procesów rynku energii i wymiany informacji rynku energii za pośrednictwem CSIRE stosuje się od dnia produkcyjnego uruchomienia tych procesów przez Neo Dystrybucję. Do tego dnia procesy te są realizowane zgodnie z przepisami prawa, umowami zawartymi przez Neo Dystrybucję oraz stosowanymi przez nią zasadami wymiany informacji. Korekty i informacje dotyczące okresów poprzedzających produkcyjne uruchomienie procesów CSIRE są przekazywane zgodnie z IRiESP-OIRE, jeżeli dany proces jest objęty IRiESP-OIRE, a w pozostałym zakresie - na zasadach określonych przez Neo Dystrybucję w odpowiednich umowach lub standardach wymiany informacji.

I.2. Charakterystyka korzystania z sieci dystrybucyjnej

I.2.1. Sieć dystrybucyjna Neo Dystrybucji obejmuje urządzenia, instalacje i sieci elektroenergetyczne niskiego napięcia, średniego napięcia 20 kV oraz wysokiego napięcia 110 kV, zlokalizowane w powiecie zgorzeleckim, w zakresie wynikającym z koncesji na dystrybucję energii elektrycznej i decyzji o wyznaczeniu Neo Dystrybucji operatorem systemu dystrybucyjnego. Obszar działania OSDn nie obejmuje zlokalizowanych na tym obszarze sieci dystrybucyjnych, za których ruch odpowiada inny wyznaczony operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo operator systemu połączonego elektroenergetycznego. Szczegółową charakterystykę sieci, w tym miejsca połączenia z siecią OSDp, miejsca rozgraniczenia własności i odpowiedzialności

eksploatacyjnej oraz podział kompetencji ruchowych, określają dokumentacja techniczna, umowy międzyoperatorskie oraz instrukcje współpracy ruchowej.

I.2.2. Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

I.2.3. OSDn na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów i IRiESD, świadczy usługi dystrybucji, zapewniając wszystkim użytkownikom systemu zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie dostarczania energii elektrycznej.

I.2.4. Świadczenie usługi dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej na zasadach i warunkach określonych w ustawie Prawo energetyczne, aktach wykonawczych do tej ustawy, IRiESD oraz taryfie OSDn zatwierdzonej przez Prezesa URE.

I.3. Charakterystyka, zakres oraz warunki formalno-prawne usług dystrybucji świadczonych przez OSDn

I.3.1. OSDn świadczy usługę dystrybucji energii elektrycznej (dalej „usługi dystrybucji") na warunkach określonych w:

1) koncesji, o której mowa w pkt I.1.4. ppkt 9)

2) taryfie OSDn,

3) umowie dystrybucji albo umowie kompleksowej,

4) IRiESD,

5) TCM

6) procedurach określonych w wykonaniu obowiązków wynikających z przepisów wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943.

Usługa dystrybucji energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu:

1) niezawodności dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym

2) parametrów jakościowych energii elektrycznej.

I.3.2. OSDn świadcząc usługę dystrybucji:

1) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi energii elektrycznej, o których mowa w pkt VIII., i na warunkach określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,

2) instaluje układy pomiarowo-rozliczeniowe w miejscu przygotowanym przez odbiorcę, wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej, o ile jest do tego zobowiązany,

3) powiadamia odbiorców oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w wymaganej przepisami prawa formie,

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

5) przekazuje dane pomiarowe rynku detalicznego do OIRE i udostępnia je za pośrednictwem CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE, a dane wymagane na potrzeby rynku bilansującego, rynku mocy, usług systemowych lub pracy KSE przekazuje OSDp zgodnie z WDB, IRiESD OSDp i umowami międzyoperatorskimi; bezpośrednie udostępnienie danych innemu uprawnionemu podmiotowi następuje wyłącznie w przypadkach przewidzianych prawem, IRiESP-OIRE, WDB lub właściwą umową,

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

7) informuje użytkownika systemu, którego urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci OSDn, albo właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, o konieczności spełnienia wymagań technicznych w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej zgodnych z najlepszą praktyką i aktualnym poziomem wiedzy technicznej, wynikającym w szczególności z Polskich Norm lub norm wydawanych przez reprezentatywne krajowe lub międzynarodowe organizacje,

8) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom standardowe profile zużycia energii elektrycznej, z wyłączeniem odbiorców, u których zainstalowano licznik zdalnego odczytu,

9) opracowuje i wdraża procedury umożliwiające zmianę sprzedawcy oraz uwzględnia je w IRiESD.

I.3.3. Przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci. Przyłączenie mikroinstalacji do sieci może nastąpić na podstawie zgłoszenia albo na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci, zgodnie z Ustawą OZE.

I.3.4. OSDn określa odpowiednio wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji i udostępnia te wzory na swojej stronie internetowej w wersji umożliwiającej ich uzupełnienie w postaci elektronicznej.

I.3.5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części instrukcji.

I.3.6. Pkt I.3.4. stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia, przez podmiot przyłączany lub przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci tych podmiotów.

I.3.7. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.

I.3.8. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie OSDn do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

I.3.9. Zapisy pkt I.3.1. oraz I.3.2. dotyczące odbiorców stosuje się do posiadaczy magazynów energii elektrycznej.

I.3.10. Sprawę z wniosku o określenie warunków przyłączenia lub zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji rozpatruje się za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną, w przypadku gdy wniosek lub zgłoszenie zostały złożone w postaci elektronicznej lub składający wniosek lub zgłoszenie w postaci papierowej wyraził zgodę na prowadzenie sprawy w drodze elektronicznej.

I.4. Ogólne standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu dystrybucyjnego

I.4.1. OSDn świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu, z uwzględnieniem wynikającego z norm prawnych obowiązku zapewnienia pierwszeństwa w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE oraz w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa KSE.

I.4.2. W celu realizacji powyższego obowiązku OSDn opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

I.4.3. OSDn opracowuje i zapewnia realizację programu określającego przedsięwzięcia jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tego programu, zwanego programem zgodności.

I.4.4. OSDn stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności OSDn stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

1) przyjmuje od odbiorców zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci,

2) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,

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

4) powiadamia z wyprzedzeniem określonym w pkt VIII.4.1., o terminach, czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci OSDn,

5) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,

6) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnej taryfy OSDn,

7) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w ppkt 8), które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,

8) na wniosek odbiorcy dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, o których mowa w pkt VIII. i na warunkach określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów; koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie OSDn,

9) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie OSDn za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w pkt VIII. albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,

10) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w ppkt 5) lub 8).

OSDn rozpatruje reklamacje otrzymane od sprzedawcy w zakresie świadczonych usług dystrybucji w ramach umowy kompleksowej zawartej przez odbiorcę ze sprzedawcą, na zasadach i w terminach określonych w rozdziale H.

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

1) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu

2) umożliwienie komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w Ustawie i przepisach wydanych na jej podstawie,

3) wyposażenie punktu ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy o elektromobilności należącego do odbiorcy końcowego w licznik zdalnego odczytu w instalacji tego odbiorcy.

I.4.6. W przypadku otrzymania wniosku o którym mowa w pkt I.4.5. OSDn:

1) zainstaluje licznik zdalnego odczytu w terminie 4 miesięcy od dnia wystąpienia o to odbiorcy końcowego,

2) umożliwi komunikację licznika zdalnego odczytu z urządzeniami odbiorcy końcowego w terminie 2 miesięcy od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w Ustawie oraz przepisach wydanych na jej podstawie,

3) wyposaży punkt ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy o elektromobilności należący do odbiorcy końcowego, w licznik zdalnego odczytu w terminie miesiąca od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy.

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

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

I.5. Rejestr magazynów energii elektrycznej

I.5.1. OSDn prowadzi, w postaci elektronicznej, rejestr magazynów energii elektrycznej:

1) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn,

2) stanowiących część sieci dystrybucyjnej OSDn,

3) wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSDn.

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

I.5.2. Wpisowi do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., podlegają magazyny energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW.

I.5.3. OSDn wpisuje magazyn energii elektrycznej do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji lub otrzymania informacji, o której mowa w pkt I.5.4.

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

I.5.4. W przypadku gdy magazyn energii elektrycznej wchodzi w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci OSDn, posiadacz tego magazynu przekazuje OSDn informację zgodnie z wzorem i zakresem określonym w przepisach wydanych na podstawie Ustawy, w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji.

I.5.5. Rejestr, o którym mowa w pkt I.5.1., jest jawny i udostępniany przez OSDn na stronie internetowej, z wyłączeniem informacji stanowiących tajemnicę przedsiębiorstwa, które zastrzegł posiadacz magazynu energii elektrycznej, lub podlegających ochronie danych osobowych.

I.5.6. Posiadacz magazynu energii elektrycznej powiadamia OSDn o wszelkiej zmianie danych określonych w rozporządzeniu, o którym mowa w pkt I.5.1., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zmiany tych danych. OSDn aktualizuje dane w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia.

II. Przyłączanie oraz planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej OSDn

II.1. Zasady przyłączania

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

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

1) Pozyskanie przez podmiot od OSDn wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia lub wzoru wniosku o określenie warunków przyłączania mikroinstalacji (dalej „wniosek dla mikroinstalacji").
2) Złożenie przez podmiot u OSDn wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez OSDn. Wniosek składa się w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej. Wnioski w formie elektronicznej mogą być opatrzone kwalifikowanym podpisem elektronicznym lub profilem zaufanym ePUAP; datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez OSDn kompletnego wniosku spełniającego wymagania, o których mowa w IRiESD.
3) W przypadku wniosku dla mikroinstalacji sporządza się go na piśmie utrwalonym w postaci elektronicznej, opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym albo podpisem osobistym, albo w postaci papierowej opatrzonej podpisem własnoręcznym i składa się

a) z wykorzystaniem środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. z 2020 r. poz. 344), w tym elektronicznej skrzynki podawczej w rozumieniu art. 3 pkt 17 ustawy z dnia 17 lutego 2005 r. o informatyzacji działalności podmiotów realizujących zadania publiczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2070) lub publicznej usługi rejestrowanego doręczenia elektronicznego na adres do doręczeń elektronicznych wpisany do bazy adresów elektronicznych, o której mowa w art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 18 listopada 2020 r. o doręczeniach elektronicznych (Dz. U. z 2020 r. poz. 2320 z późn. zm.), lub publicznej usługi hybrydowej w rozumieniu art. 2 pkt 7 tej ustawy – w przypadku wniosku dla mikroinstalacji sporządzonego na piśmie utrwalonym w postaci elektronicznej albo,
b) za pośrednictwem operatora wyznaczonego w rozumieniu art. 3 pkt 13 ustawy z dnia 23 listopada 2012 r. – Prawo pocztowe (Dz. U. z 2020 r. poz. 1041 z późn. zm.) lub placówki pocztowej operatora świadczącego pocztowe usługi powszechne w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, lub osobiście w siedzibie OSDn – w przypadku wniosku dla mikroinstalacji sporządzonego na piśmie utrwalonym w postaci papierowej.

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

4) W przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (z

wyłączeniem przypadków określonych w Ustawie) wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez OSDn, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci; zaliczkę wnosi się w ciągu 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia. Datą wniesienia zaliczki jest dzień uznania rachunku bankowego OSDn. Zaliczka nie może być wniesiona przez podmiot trzeci na rzecz wnioskodawcy. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej zawierają pouczenie o zasadach i terminie wniesienia zaliczki.

5) W przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia OSDn niezwłocznie zwraca zaliczkę.
6) Jeżeli wniosek o określenie warunków przyłączenia nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku lub wymagań określonych w art. 7 Ustawy lub został złożony niezgodnie ze wzorem udostępnionym przez OSDn, OSDn wzywa wnioskodawcę do usunięcia braków w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wezwania z pouczeniem, że nieusunięcie braków w wyznaczonym terminie spowoduje pozostawienie tego wniosku bez rozpoznania.
7) W przypadku nieusunięcia braków w wyznaczonym terminie wniosek o określenie warunków przyłączenia pozostawia się bez rozpoznania, o czym OSDn informuje wnioskodawcę.
8) W przypadku gdy złożony wniosek dla mikroinstalacji jest niekompletny, nieprawidłowo wypełniony lub nie został złożony zgodnie ze wzorem określonym przez OSDn, OSDn w terminie 7 dni kalendarzowych od daty wpływu wniosku wzywa składającego wniosek do jego uzupełnienia lub poprawienia w wyznaczonym terminie, nie krótszym jednak niż 30 dni kalendarzowych od dnia doręczenia wezwania. Nadanie w terminie uzupełnionego lub poprawionego wniosku dla mikroinstalacji w polskiej placówce pocztowej operatora wyznaczonego w rozumieniu art. 3 pkt 13 ustawy z dnia 23 listopada 2012 r. – Prawo pocztowe lub w placówce pocztowej operatora świadczącego pocztowe usługi powszechne w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym albo wniesienie go za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną w postaci elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym lub podpisem osobistym jest równoznaczne z wniesieniem go w terminie. Wniosek dla mikroinstalacji nieuzupełniony lub niepoprawiony w terminie wyznaczonym przez OSDn pozostawia się bez rozpatrzenia.
9) OSDn na żądanie wnioskodawcy potwierdza w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia, określając w szczególności datę jego złożenia.
10) W przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, sporządzenie na koszt wnioskodawcy ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem:

a) przyłączanej jednostki wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, przyłączanych urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW, lub
b) przyłączanego magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub
c) przyłączanej jednostki wytwórczej, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana tego magazynu i jednostki wytwórczej jest nie większa niż 2 MW, lub

d) przyłączanej instalacji odbiorcy końcowego, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana tego magazynu i moc przyłączeniowa instalacji odbiorcy końcowego jest nie większa niż 5 MW.

11) Wydanie przez OSDn warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej.
12) Zawarcie umowy o przyłączenie.
13) Realizację przyłączenia, tj. realizacja przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian lub dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia.
14) Przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza; OSDn zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci.
15) Pozyskanie ostatecznego pozwolenia na użytkowanie obiektu w przypadkach, o których mowa w NC RfG.
16) Zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej.

II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSDn jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.

II.1.4. Podmiot ubiegający się o przyłączenie przyszłej sieci dystrybucyjnej, dla której nie uzyskał jeszcze koncesji na dystrybucję energii elektrycznej ani nie został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia uwzględniający moc przyłączeniową odpowiadającą zapotrzebowaniu tej sieci w zakresie poboru energii elektrycznej. Wydanie warunków przyłączenia przyszłej sieci nie gwarantuje możliwości późniejszego przyłączenia do niej źródeł ani magazynów energii elektrycznej. Przyłączanie takich obiektów wymaga zachowania zasad i przeprowadzenia uzgodnień określonych w IRiESD, w szczególności w pkt II.1.15 i II.1.16. Przekazanie projektu warunków przyłączenia potwierdza kompletność wniosku wyłącznie w zakresie objętym postępowaniem o przyłączenie danego źródła lub magazynu, w tym spełnienie wymagań dotyczących zaliczki i tytułu prawnego, jeżeli wymagają tego przepisy prawa.

II.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa oraz udostępnia OSDn. Wniosek dostępny jest: na stronie internetowej oraz w siedzibie OSDn.

II.1.6. Do wniosku, o którym mowa w pkt II.1.3, należy załączyć:

1) oświadczenie o posiadaniu, na dzień złożenia wniosku, tytułu prawnego podmiotu do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku, z wyłączeniem źródeł lokalizowanych w polskim obszarze morskim, linii wyprowadzających moc oraz linii zasilających przyłączany obiekt,

2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz usytuowanie sąsiednich obiektów,

3) W przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (innych niż mikroinstalacje):

a) oświadczenie o dopuszczalności lokalizacji danego urządzenia lub danej instalacji, lub sieci na terenie objętym planowaną inwestycją zgodnie z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego, a w przypadku braku takiego planu – z decyzją o

warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, albo

b) decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej wydaną zgodnie z przepisami ustawy z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. z 2021 r. poz. 1484 z późn. zmianami), w przypadku budowy obiektu energetyki jądrowej, albo

c) pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich wydane zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2023 r. poz. 960 z późn. zmianami), w przypadku budowy źródła w polskim obszarze morskim.

4) W przypadku podmiotów przyłączonych schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie lub przewidzianych do zainstalowania urządzeń.

5) W przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem.

6) W przypadku składania wniosku przez podmioty prawne wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej.

7) Wykaz nieruchomości, na których jest planowana budowa przyłączanych do sieci urządzeń, instalacji lub sieci oraz obiektów lub lokali, w których jest planowana ich budowa, wraz z planem zabudowy albo szkicem sytuacyjnym określającym ich usytuowanie względem istniejącej sieci oraz sąsiednich nieruchomości, a w przypadku urządzeń lub instalacji lokalizowanych na polskim obszarze morskim – wskazanie współrzędnych geograficznych obszaru, na którym jest planowane ich usytuowanie.

8) Pełnomocnictwa dla osób upoważnionych przez wnioskodawcę do występowania w jego imieniu.

OSDn może żądać, w wyznaczonym przez siebie terminie nie krótszym niż 21 dni, uzupełnienia wniosku o określenie warunków przyłączenia o:

a) wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, a w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, lub

b) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku, z wyłączeniem źródeł zlokalizowanych w polskim obszarze morskim

Zakres i warunki wykonania ekspertyzy podlegają uzgodnieniu z OSDp, jeżeli wpływ przyłączenia może obejmować sieć OSDp lub warunki pracy KSE.

II.1.7. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci na system elektroenergetyczny określa OSDn. W przypadku:

1) połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV oraz

2) instalacji odnawialnego źródła energii należących do podmiotów zaliczanych do grupy o mocy zainstalowanej większej niż 2 MW

zakres i warunki wykonania ekspertyzy podlegają uzgodnieniu z OSDp, który dokonuje dalszych uzgodnień z OSP w zakresie wymaganym przepisami prawa, IRiESP, TCM oraz umowami międzyoperatorskimi.

Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

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

1) miejsce przyłączenia,

2) nieruchomość, obiekt lub lokal, do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których ma być odbierana,

3) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSDn i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane,

4) miejsce dostarczania energii elektrycznej,

5) moc przyłączeniową,

6) rodzaj przyłącza,

7) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,

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

9) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej,

10) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,

11) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i sposobu pozyskiwania danych z systemu pomiarowego,

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

13) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia wartości prądów

    a) zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączeń

    b) zwarć doziemnych i czasów ich wyłączeń lub trwań,

14) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,

15) wymagania w zakresie:

    a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,

    b) przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,

c) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi powodowanymi przez urządzenia, instalacje lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane,

d) wyposażenia urządzeń, instalacji lub sieci niezbędnego do współpracy z siecią, do której ma nastąpić przyłączenie,

16) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,

17) dane i informacje dotyczące sieci niezbędne w celu doboru systemu ochrony przed porażeniami w instalacji lub sieci podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane,

18) schemat elektryczny z zaznaczeniem miejsca przyłączenia oraz miejsca rozgraniczenia własności sieci OSDn i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane – w przypadku podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej II lub III,

19) ustalone dla poszczególnych grup przyłączeniowych dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej niepowodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do Ustawy albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,

20) przewidywany harmonogram przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii uwzględniający poszczególne etapy rozbudowy sieci a także zestawienie planowanych prac,

21) wymagany stopień skompensowania mocy biernej podczas postoju wymagającego zasilania potrzeb własnych oraz wprowadzania przez wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej do sieci wyprodukowanej lub zmagazynowanej energii elektrycznej czynnej oraz podczas ładowania magazynu energii elektrycznej – w przypadku przyłączenia wytwórcy lub posiadacza magazynu energii elektrycznej jako odbiorcy mocy i energii czynnej na potrzeby własne.

II.1.9. OSDn wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:

1) 21 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do V lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV,

2) 30 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV,

3) 60 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonego w źródło ani w magazyn energii elektrycznej,

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

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

Do terminów na wydanie warunków przyłączenia do sieci nie wlicza się terminów przewidzianych w przepisach prawa do dokonania określonych czynności, terminów na uzupełnienie wniosku,

okresów opóźnień spowodowanych z winy podmiotu wnioskującego o przyłączenie, terminów wymaganych uzgodnień z OSDp lub innymi właściwymi podmiotami ani okresów opóźnień z przyczyn niezależnych od OSDn.

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

II.1.10. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie OSDn do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

Jeżeli podmiot wystąpi do OSDn z wnioskiem o zawarcie umowy o przyłączenie w terminie dłuższym niż 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania warunków przyłączenia, OSDn przed zawarciem umowy o przyłączenie może ponownie zweryfikować istnienie technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia.

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

II.1.11. Wraz z określonymi przez OSDn warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.

II.1.12. Jeżeli z ekspertyzy wynika, że przyłączenie do sieci OSDn może wpływać na warunki pracy sieci sąsiedniego operatora systemu dystrybucyjnego, OSDn występuje do tego operatora o ustalenie, czy wymagany zakres przebudowy jego sieci został ujęty w planie rozwoju albo jest przewidziany do realizacji. Termin na przekazanie stanowiska wynosi co najmniej 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku, o ile przepisy prawa, właściwe instrukcje lub uzgodnienia operatorskie nie określają innego terminu.

II.1.13. OSDn wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w pkt II.1.12.

II.1.14. Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSDn lub połączenia sieci dystrybucyjnych uzgadnia się z OSDp w przypadkach wynikających z przepisów prawa, IRiESD OSDp, TCM albo umów międzyoperatorskich.

W zakresie uzgodnień stosuje się odpowiednio IRiESD OSDp, IRiESP, TCM oraz zasady określone w umowach pomiędzy OSDn i OSDp.

OSDn dokonuje wymaganych uzgodnień z OSP co do zasady za pośrednictwem OSDp, do którego sieci jest przyłączony, chyba że obowiązek bezpośredniego działania OSDn wynika z przepisów prawa, TCM lub IRiESP.

Uzgodnienie obejmuje:

1) uzgodnienie zakresu oraz przekazanie wykonanej ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE,

2) uzgodnienie technicznych ustaleń zawartych w warunkach przyłączenia.

II.1.15. Przed wydaniem warunków przyłączenia dla źródła lub magazynu energii elektrycznej OSDn przekazuje OSDp projekt warunków przyłączenia wraz z dokumentacją wymaganą przepisami prawa i zasadami współpracy operatorskiej, jeżeli dane przyłączenie podlega uzgodnieniu z OSDp.

OSDn występuje o uzgodnienie po dokonaniu oceny istnienia technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia oraz po określeniu zakresu wpływu przyłączenia na sieć OSDn i OSDp.

Dokumentacja przekazywana do uzgodnienia obejmuje co najmniej projekt warunków przyłączenia, wniosek oraz ekspertyzę wpływu przyłączenia, jeżeli jej wykonanie jest wymagane.

II.1.16. W przypadku gdy OSDn odmówi przyłączenia do sieci odnawialnego źródła energii z powodu braku technicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie odnawialnego źródła energii, OSDn określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa termin przyłączenia.

II.1.17. W przypadku braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia odnawialnego źródła energii, OSDn powiadamia podmiot ubiegający się o przyłączenie o wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione te warunki.

Jeżeli podmiot ten, w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia:

1) wyraził zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, OSDn wydaje warunki przyłączenia;

2) nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, OSDn odmawia wydania warunków przyłączenia.

Bieg terminu, o którym mowa powyżej, ulega zawieszeniu do czasu otrzymania zgody od podmiotu ubiegającego się o przyłączenie.

II.1.18. W przypadku gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSDn jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji złożonego w OSDn po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. Do zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji stosuje się zapisy pkt II.1.2. ppkt 3). W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSDn odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi OSDn, o ile umowa o przyłączenie nie stanowi inaczej.

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

OSDn publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie oraz punktach obsługi klienta wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSDn.

Zgłoszenie to zawiera w szczególności:

1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej, dane osoby upoważnionej do kontaktu oraz adres korespondencyjny,

2) dane dotyczące lokalizacji obiektu, w którym zainstalowano mikroinstalację, w tym numer licznika lub kod punktu poboru energii (PPE),

3) rodzaj mikroinstalacji,

4) moc zainstalowaną elektryczną,

5) moc znamionową falownika po stronie AC w przypadku przyłączenia poprzez falownik,

6) typ instalacji, w której ma być zainstalowana mikroinstalacja,

7) dane techniczne zainstalowanej mikroinstalacji,

8) oświadczenie, że mikroinstalacja jest wybudowana zgodnie z obowiązującymi przepisami i zasadami wiedzy technicznej oraz spełnia wymogi techniczne i eksploatacyjne zawarte w art. 7a Ustawy,

9) oświadczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej o treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że posiadam tytuł prawny do nieruchomości, na której jest planowana inwestycja oraz do mikroinstalacji określonej w zgłoszeniu.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań,

10) planowany termin przyłączenia,

11) potwierdzenie spełnienia wymagań dotyczących wymaganych certyfikatów.

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

II.1.19. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez OSDn realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.

II.1.20. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSDn powinna zawierać co najmniej:

1) strony zawierające umowę,

2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,

3) termin realizacji przyłączenia,

4) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,

5) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSDn i instalacji podmiotu przyłączanego,

6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,

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

8) harmonogram przyłączenia,

9) warunki udostępnienia OSDn nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,

10) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,

11) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,

12) moc przyłączeniową,

13) w uzasadnionych przypadkach ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z OSDn,

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

15) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

II.1.21. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji będący:

1) prosumentem,

2) przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców – zwanej dalej „ustawą Prawo przedsiębiorców" (Dz. U. z 2021r., poz. 162 z późn. zmianami) niebędącym Prosumentem

informuje OSDn o terminie przyłączenia mikroinstalacji, lokalizacji przyłączenia mikroinstalacji, rodzaju odnawialnego źródła energii i magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji, w zgłoszeniu przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w pkt II.1.18., nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci OSDn.

II.1.22. Wytwórca, o którym mowa w pkt II.1.21., lub Reprezentant prosumentów, o którym mowa w pkt II.1.38. i II.1.39., informuje OSDn o:

1) zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji, małej instalacji lub magazynu energii elektrycznej lub ich łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zmiany;

2) trwającym dłużej niż 30 dni zawieszeniu lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub w małej instalacji – w terminie 14 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji.

II.1.23. Zapisów pkt II.1.21. i II.1.22. nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytwarzających energię z biogazu rolniczego niebędących Prosumentami, Prosumentami zbiorowymi lub Prosumentami wirtualnymi.

II.1.24. Wytwórca energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji będący osobą fizyczną wpisaną do ewidencji producentów, o której mowa w przepisach o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności, lub wytwórca będący przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy Prawo przedsiębiorców wykonujący działalność, o której mowa powyżej, nie później niż na 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSDn pisemnie informuje OSDn o planowanym terminie jej przyłączenia, planowanej lokalizacji oraz rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji.

II.1.25. Wytwórca, o którym mowa w pkt II.1.24, jest obowiązany informować OSDn o:

1) zmianie mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji w terminie 14 dni od dnia zmiany,

2) zawieszeniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji – w terminie 45 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej

3) terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w mikroinstalacji w terminie 14 dni od dnia jej wytworzenia.

II.1.26. OSDn w zakresie przyłączanych oraz przyłączonych do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji, sieci ma prawo do kontroli legalności pobierania energii elektrycznej, kontroli układów pomiarowo-rozliczeniowych, dotrzymania zawartych umów oraz prawidłowości rozliczeń.

II.1.27. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt II.1.26, reguluje Ustawa oraz akty wykonawcze do Ustawy.

II.1.28. Szczegółowe warunki techniczne, jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej OSDn urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określają pkt II.3. oraz załączniki do niniejszej IRiESD.

II.1.29. Podmioty zaliczone do VI grupy przyłączeniowej, przyłączane do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, z wyłączeniem mikroinstalacji, opracowują instrukcję współpracy ruchowej, o której mowa w pkt VI.2.5., podlegającą uzgodnieniu z OSDn przed przyłączeniem podmiotu do sieci.

II.1.30. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSDn urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.

II.1.31. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej OSDn, wskazane przez OSDn podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują OSDn dane określone w rozdziale II.5.

II.1.32. OSDn uczestniczy w aktualizacji danych w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych i farm wiatrowych przyłączonych do KSE o mocy osiągalnej równej 5 MW i wyższej (dalej „Centralny rejestr jednostek wytwórczych”), zgodnie z zapisami IRiESP.

II.1.33. Wytwórcy przekazują dane dotyczące jednostek wytwórczych oraz ich zmian OSDn, OSDp albo OSP w zakresie, trybie i terminach wynikających z przepisów prawa, IRiESP, TCM, IRiESD OSDp oraz

warunków przyłączenia. Jeżeli dane są przekazywane za pośrednictwem OSDn, OSDn przekazuje je dalej do OSDp.

II.1.34. Jeżeli zgodnie z IRiESP lub TCM zgłoszenia są przekazywane bezpośrednio do OSP, wytwórca przekazuje OSDn i OSDp kopię zgłoszenia oraz informuje o każdej zmianie danych mającej wpływ na pracę sieci OSDn lub OSDp.

II.1.35. W przypadku wytwórców posiadających JWCD, JWCK lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn, obowiązkiem wytwórcy jest informowanie OSDn o zgłoszeniu do zarejestrowania mocy osiągalnej i zainstalowanej lub o zgłoszeniu zmiany danych w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych. Informowanie OSDn odbywa się poprzez przesłanie do OSDn kopii zgłoszenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym.

II.1.36. Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny może przypisać do jednego PPE, w którym pobiera energię elektryczną, moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnych źródeł energii, która nie przekracza mocy umownej ustalonej dla tego punktu poboru energii, nie większą niż 50 kW.

II.1.37. Moc zainstalowaną elektryczną, o której mowa w pkt II.1.36., ustala się na podstawie:

1) moc zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystywanej przez Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego;

2) udziału w mocy zainstalowanej elektrycznej przysługującej

   a) Prosumentowi zbiorowemu lub

   b) Prosumentowi wirtualnemu.

II.1.38. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, informuje OSDn, do sieci którego ma zostać przyłączona mikroinstalacja, o terminie jej przyłączenia, lokalizacji przyłączenia, rodzaju odnawialnego źródła energii lub magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz jej mocy zainstalowanej elektrycznej, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci OSDn, zgodnie z zasadami określonymi w pkt II.1.18. dotyczącymi zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji.

W przypadku mikroinstalacji wykorzystywanej przez Prosumenta wirtualnego, jej przyłączenie w trybie opisanym w zdaniu pierwszym może zostać zrealizowane jedynie, jeżeli w miejscu przyłączenia tej mikroinstalacji istnieje już przyłącze do sieci dystrybucyjnej i moc zainstalowana mikroinstalacji nie jest większa niż moc określona w wydanych warunkach przyłączenia dla tego przyłącza

II.1.39. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia i zawiera z OSDn umowę o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii, w tym umowę o przyłączenie do sieci mikroinstalacji – jeżeli nie jest możliwe zastosowanie do mikroinstalacji procedury określonej w pkt II.1.38.

II.1.40. Zapisy pkt II.1.38. oraz II.1.39. stosuje się również w przypadku, gdy właścicielem lub zarządcą mikroinstalacji lub małej instalacji wykorzystywanych przez Prosumenta zbiorowego lub instalacji

odnawialnego źródła energii wykorzystywanej przez Prosumenta wirtualnego jest podmiot niebędący tym Prosumentem zbiorowym lub Prosumentem wirtualnym.

II.1.41. Reprezentant prosumentów przekazuje OSDn, do sieci którego przyłączana jest instalacja odnawialnego źródła energii, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej z tej instalacji, zgłoszenie instalacji odnawialnego źródła energii zawierające informację o:

1) przysługującym Prosumentom zbiorowym lub Prosumentom wirtualnym udziale, wyrażonym w procentach, w wytwarzaniu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii oraz o maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej, wyrażonej w jednostkach mocy, której ten udział odpowiada;

2) adresach oraz kodach PPE poszczególnych Prosumentów wirtualnych lub Prosumentów zbiorowych;

3) zasadach zarządzania instalacją odnawialnego źródła energii oraz zasadach odpowiedzialności za bezpieczeństwo funkcjonowania, eksploatację, konserwację oraz remonty instalacji odnawialnego źródła energii;

4) danych kontaktowych Reprezentanta prosumentów;

5) w przypadku Prosumenta wirtualnego o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie instalacji odnawialnego źródła energii.

II.1.42. Reprezentant prosumentów przekazuje OSDn zgłoszenie o każdej zmianie informacji, o których mowa w pkt II.1.41., w terminie 14 dni od dnia zmiany informacji. OSDn uwzględnia zgłoszoną zmianę w terminie 14 dni od doręczenia kompletnego zgłoszenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym.

II.2. Zasady odłączania, wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej

II.2.1. Zasady odłączania

II.2.1.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej OSDn, określone w niniejszym rozdziale obowiązują OSDn, sprzedawców oraz podmioty odłączane.

II.2.1.2. OSDn może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej OSDn w przypadku:

a) złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,

b) rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

II.2.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej OSDn składany przez podmiot zawiera w szczególności:

a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,

b) przyczynę odłączenia,

c) proponowany termin odłączenia.

II.2.1.4. OSDn ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej, uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez OSDn o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni kalendarzowych od daty planowanego odłączenia. W zawiadomieniu OSDn informuje podmiot o zasadach ponownego przyłączenia do sieci, o których mowa w pkt II.2.1.9.

II.2.1.5. OSDn dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej OSDn uzgadnia z OSDn tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.

II.2.1.6. OSDn uzgadnia z OSDp oraz, w razie potrzeby, z innymi operatorami tryb odłączenia podmiotu, jeżeli odłączenie może wpływać na warunki pracy ich sieci. Uzgodnienia z OSP są dokonywane co do zasady za pośrednictwem OSDp.

II.2.1.7. Jeżeli odłączenie podmiotu wymaga uzgodnienia z OSP, OSDn dokonuje tego uzgodnienia co do zasady za pośrednictwem OSDp.

II.2.1.8. W uzasadnionych przypadkach OSDn zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej OSDn, określające w szczególności:

a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,

b) termin odłączenia,

c) dane osoby odpowiedzialnej ze strony OSDn za prawidłowe odłączenie podmiotu,

d) sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,

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

II.2.1.9. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej OSDn odbywa się na zasadach określonych w pkt II.1.

II.2.2. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej

II.2.2.1. OSDn może wstrzymać, z zastrzeżeniem pkt II.2.2.7 – II.2.2.9., dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSDn, jeżeli:

a) odbiorca nie wyraził zgody na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w Ustawie,

b) w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że nastąpiło nielegalne pobieranie energii elektrycznej,

c) odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni kalendarzowych po upływie terminu płatności.

II.2.2.2. OSDn na żądanie sprzedawcy energii elektrycznej wstrzymuje, z zastrzeżeniem pkt II.2.2.7 – II.2.2.9., dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli według oświadczenia sprzedawcy, odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię, co najmniej przez okres 30 dni kalendarzowych po upływie terminu płatności.

II.2.2.3. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię elektryczną, powiadamia na piśmie odbiorcę energii elektrycznej w gospodarstwie domowym o zamiarze wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jeżeli odbiorca ten nie ureguluje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania tego powiadomienia.

Powiadomienie zawiera również informację, że wznowienie dostarczania energii może nastąpić pod nieobecność odbiorcy w gospodarstwie domowym, bez odrębnego powiadomienia, a także informuje odbiorcę wrażliwego energii elektrycznej o możliwości złożenia wniosku, o którym mowa w pkt II.2.2.19. Urządzenia, instalacje lub sieci odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym powinny być przygotowane przez odbiorcę w sposób umożliwiający ich bezpieczną eksploatację po wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, zgodną z odrębnymi przepisami.

II.2.2.4. OSDn wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska.

II.2.2.5. OSDn jest obowiązany niezwłocznie wznowić dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt II.2.2.1, II.2.2.2 i II.2.2.4, jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.

OSDn wznawia dostarczanie energii elektrycznej niezwłocznie, po otrzymaniu od sprzedawcy wniosku o wznowienie, jeżeli wstrzymanie nastąpiło na żądanie sprzedawcy.

OSDn wznawia dostarczanie energii elektrycznej również przy wykorzystaniu liczników zdalnego odczytu.

OSDn wstrzymuje i wznawia dostarczanie energii elektrycznej również przy wykorzystaniu liczników zdalnego odczytu i LSPR zgodnie z poleceniami inicjowanymi bezpośrednio w LSPR.

II.2.2.6. Przepisów pkt II.2.2.1.c) i pkt II.2.2.2. nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa.

Ponadto realizacja przez OSDn postanowień, o których mowa w pkt II.2.2.1.a) lub II.2.2.2., może ulec opóźnieniu bez ponoszenia odpowiedzialności, w przypadku gdy wstrzymanie dostarczania energii do odbiorcy mogłoby spowodować bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska (w szczególności uniemożliwić pracę aparatury wspomagającej funkcje życiowe lub pracę urządzeń zapobiegających przed wystąpieniem niekontrolowanej reakcji chemicznej).

W takiej sytuacji, jeżeli wstrzymanie miało nastąpić na wniosek sprzedawcy, OSDn niezwłocznie zawiadamia go o powyższym, wraz z podaniem przyczyny.

II.2.2.7. W przypadku gdy odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym złoży do przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w pkt II.2.2.3, reklamację dotyczącą dostarczania energii, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt II.2.2.3, dostarczania energii nie wstrzymuje się do czasu rozpatrzenia reklamacji.

II.2.2.8. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt II.2.2.3., jest obowiązane rozpatrzyć reklamację, o której mowa w pkt II.2.2.7., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia jej złożenia. Jeżeli reklamacja nie została rozpatrzona w tym terminie, uważa się, że została uwzględniona.

II.2.2.9. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt II.2.2.3., nie uwzględniło reklamacji, a odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji wystąpił do Koordynatora do spraw negocjacji, zwanego dalej „Koordynatorem", z wnioskiem o rozwiązanie sporu w tym zakresie, dostarczania energii nie wstrzymuje się do czasu rozwiązania sporu przez tego Koordynatora. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie uwzględniło reklamacji Prosumenta, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego będącego konsumentem, prosument ten może wystąpić w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji do Koordynatora, z wnioskiem o pozasądowe rozwiązanie sporu w tym zakresie.

II.2.2.10. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymało dostarczanie energii odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, a odbiorca ten złożył reklamację na wstrzymanie dostarczania energii, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane wznowić dostarczanie energii w terminie 3 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji i kontynuować dostarczanie energii do czasu jej rozpatrzenia.

Jeżeli OSDn na żądanie sprzedawcy wstrzymał dostarczanie energii elektrycznej do odbiorcy w gospodarstwie domowym, z przyczyn określonych w pkt II.2.2.1.a) lub II.2.2.2., i taki odbiorca złożył do sprzedawcy reklamację na wstrzymanie dostarczania energii, sprzedawca jest zobowiązany złożyć do OSDn niezwłocznie, jednak nie później niż do godz. 11.00 dnia następnego po otrzymaniu reklamacji tego odbiorcy, wniosek o wznowienie dostarczania energii elektrycznej, a OSDn wznawia i kontynuuje dostarczanie energii elektrycznej do czasu rozpatrzenia reklamacji przez sprzedawcę. Łączny czas liczony od otrzymania przez sprzedawcę reklamacji odbiorcy w gospodarstwie domowym do wznowienia przez OSDn dostarczania energii elektrycznej nie może być dłuższy niż 3 dni.

II.2.2.11. W przypadku gdy reklamacja, o której mowa w pkt II.2.2.10., nie została pozytywnie rozpatrzona przez przedsiębiorstwo energetyczne i odbiorca wymieniony w pkt II.2.2.10. wystąpił do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o rozpatrzenie sporu w tym zakresie, przedsiębiorstwo, o którym mowa w pkt II.2.2.10., jest obowiązane kontynuować dostarczanie energii do czasu wydania decyzji przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

II.2.2.12. Przepisów pkt II.2.2.10. oraz pkt II.2.2.11. nie stosuje się w przypadku, gdy wstrzymanie dostarczania energii nastąpiło z przyczyn, o których mowa w II.2.2.4. albo w przypadku rozwiązania sporu przez Koordynatora na niekorzyść odbiorcy.

II.2.2.13. W przypadku wystąpienia przez odbiorcę, o którym mowa w pkt II.2.2.7., z wnioskiem o wszczęcie postępowania przed Koordynatorem albo z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt II.2.2.1.,

może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy temu odbiorcy. Koszt zainstalowania tego układu ponosi przedsiębiorstwo energetyczne.

II.2.2.14. W przypadku, o którym mowa w pkt II.2.2.2., OSDn bez zbędnej zwłoki wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jednak nie później niż w terminie 4 dni roboczych od dnia otrzymania żądania wstrzymania od sprzedawcy. Sprzedawca ma prawo anulowania żądania wstrzymania dostarczania energii poprzez złożenie do OSDn wniosku o wznowienie dostarczania energii. W takim przypadku OSDn podejmie kroki w celu niedopuszczenia do wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jednak nie ponosi odpowiedzialności w sytuacji, w której anulowanie wniosku o wstrzymanie nie było możliwe.

II.2.2.15. W przypadku wystąpienia:

a) masowych awarii sieci elektroenergetycznych,

b) przerw katastrofalnych powodujących ograniczenia techniczne i organizacyjne,

c) konieczności wykonania wyłączeń planowych,

d) braku technicznych możliwości wstrzymania dostarczania energii,

termin, o którym mowa w pkt II.2.2.14, może ulec wydłużeniu.

II.2.2.16. OSDn powiadamia sprzedawcę o wstrzymaniu lub wznowieniu dostarczania energii elektrycznej w terminie do trzech dni roboczych od dokonania wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

II.2.2.17. Jeżeli nie doszło do wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej na żądanie lub wniosek sprzedawcy, w terminach o których mowa w pkt II.2.2., w tym z przyczyn niezależnych od OSDn, OSDn w terminie do trzech dni roboczych po upływie tych terminów powiadomi o tym fakcie sprzedawcę, wskazując przyczyny uniemożliwiające wstrzymanie lub wznowienie dostarczania energii elektrycznej.

II.2.2.18. Wymiana informacji, o których mowa w pkt II.2.2, pomiędzy OSDn i sprzedawcą odbywa się za pośrednictwem CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE, jeżeli dana informacja jest objęta procesem rynku energii. Informacje nieobjęte IRiESP-OIRE są wymieniane w sposób określony w GUD, GUD-K lub innych właściwych umowach. Postępowanie w przypadku niedostępności CSIRE odbywa się zgodnie z IRiESP-OIRE i standardami obowiązującymi dla CSIRE.

II.2.2.19. W przypadku gdy odbiorca wrażliwy energii elektrycznej złoży wniosek do OSDn o zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, OSDn jest obowiązany zainstalować taki układ w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku. W takim przypadku koszty zainstalowania przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi OSDn.

II.2.2.20. OSDn, w tym na żądanie sprzedawcy, w przypadku zaległości w płatnościach za energię elektryczną lub świadczone usługi dystrybucji energii elektrycznej, nie wstrzymuje dostarczania energii elektrycznej:

a) odbiorcy wrażliwemu energii elektrycznej,

b) odbiorcy w gospodarstwie domowym, jeżeli ten odbiorca lub członek jego gospodarstwa domowego jest osobą objętą opieką długoterminową domową, w związku z przewlekłą niewydolnością oddechową, wymagającą wentylacji mechanicznej,

w okresie od dnia 1 listopada do dnia 31 marca oraz w soboty, w dni uznane ustawowo za wolne od pracy w rozumieniu ustawy z dnia 18 stycznia 1951 r. o dniach wolnych od pracy (Dz.U. z 2020 r. poz. 1920) i w dni bezpośrednio poprzedzające te dni.

Sprzedawca nie może żądać wstrzymania dostarczania energii elektrycznej odbiorcom, o których mowa w lit. a) i b):

– w okresie od dnia 1 listopada do dnia 31 marca,

– w soboty lub w dni uznane ustawowo za wolne od pracy w rozumieniu ustawy z dnia 18 stycznia 1951 r. o dniach wolnych od pracy (Dz.U. z 2020 r. poz. 1920) i w dni bezpośrednio poprzedzające te dni.

Powyższych zapisów nie stosuje się w przypadkach wstrzymania dostarczania energii, z przyczyn o których mowa w pkt II.2.2.1.b) oraz w pkt II.2.2.4.

II.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców, połączeń międzysystemowych, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych

II.3.1. Wymagania ogólne

II.3.1.1. Przyłączane do sieci dystrybucyjnej OSDn urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:

1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,

2) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,

3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,

4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,

5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,

6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów, w tym niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.

II.3.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt II.3.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie

przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.

II.3.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji.

II.3.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub pkt VIII.3., powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w pkt VIII.1. niniejszej IRiESD.

II.3.1.5. Jeżeli w dacie wejścia w życie niniejszej IRiESD urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn nie spełniają wymagań technicznych, o których mowa w niniejszej IRiESD, wówczas wymagania techniczne stawiane tym urządzeniom, instalacjom lub sieciom, muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji, której zakres obejmuje również urządzenia, instalacje lub sieci niespełniające wymagań.

II.3.1.6. Jeżeli ograniczenia techniczne, w tym zastosowana technologia urządzeń, instalacji lub sieci, pomimo planowanej do przeprowadzenia modernizacji, uniemożliwiają spełnienie wymagań technicznych, o których mowa w niniejszej IRiESD, wówczas podmiot posiadający ww. urządzenia, instalacje lub sieci, na etapie opracowywania założeń do planowanej modernizacji przekazuje OSDn opinię o braku możliwości spełniania tych wymagań. Jeżeli OSDn zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający tę opinię ma obowiązek przedłożyć OSDn opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.

II.3.1.7. Zapisy pkt II.3.1.5. oraz II.3.1.6. nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej.

II.3.1.8. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci, funkcjonowania oraz zapewnienia bezpieczeństwa pracy urządzeń, instalacji i sieci określają w szczególności: rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, przepisy i TCM przyjęte na podstawie kodeksów sieci, rozporządzenie systemowe oraz niniejsza IRiESD.

II.3.2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców

II.3.2.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do sieci SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciowych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSDn.

II.3.2.2. OSDn określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci SN i nN. Nastawienia EAZ mające wpływ na pracę sieci OSDp lub koordynowanej sieci 110 kV są uzgadniane z OSDp, zgodnie z IRiESD OSDp i instrukcjami współpracy ruchowej.

II.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

II.3.3.1. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych określają w szczególności kodeksy sieci, TCM, IRiESP, IRiESD OSDp, niniejsza IRiESD oraz warunki przyłączenia, odpowiednio do typu i parametrów modułu wytwarzania energii.

II.3.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych innych niż określone w pkt II.3.3.1 są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą a OSDn, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 1 do IRiESD.

II.3.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych o których mowa w pkt II.3.3.2 obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:

a) układów wzbudzenia,

b) układów regulacji napięcia,

c) sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (Układ ARNE),

d) systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,

e) urządzeń regulacji pierwotnej,

f) czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,

g) ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika,

h) możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,

i) wytwarzanych mocy czynnych i biernych,

j) wyposażenia linii blokowych w układy automatyki,

k) magazynu energii elektrycznej, gdy jest częścią jednostki wytwórczej.

II.3.4. Wymagania techniczne dla połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich

II.3.4.1. Warunkiem przystąpienia do budowy linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w ustawie Prawo energetyczne.

II.3.4.2. Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich winny odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w pkt II.1.

II.3.4.3. OSDn może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w pkt II.3.4.2.

II.3.4.4. Linie bezpośrednie oraz łączone za ich pośrednictwem urządzenia, instalacje, sieci oraz jednostki wytwórcze winny spełniać wymagania techniczne określone w pkt II.3.2 oraz II.3.3.

II.3.4.5. Połączenia międzysystemowe, linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami pkt II.3.16.

II.3.4.6. W uzasadnionych przypadkach OSDn może określić w warunkach przyłączenia dodatkowe wymagania techniczne związane z przyłączaniem linii bezpośrednich oraz połączeń międzysystemowych.

II.3.4.7. OSDn może zdecydować o czasowym wyłączeniu lub załączeniu linii bezpośrednich w tym także do pracy w układach innych niż normalny, jeżeli jest to podyktowane względami bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. Czasowe wyłączenie lub załączenie linii odbywa się na zasadach określonych w instrukcji współpracy ruchowej lub umowy o świadczenie usług dystrybucji.

II.3.4.8. Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych skutków dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej np. spowodować pogorszenia parametrów jakościowych energii elektrycznej, pogorszenia niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej OSDn.

II.3.5. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących

II.3.5.1. Wymagania ogólne

II.3.5.1.1. Wymagania zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą urządzeń i układów EAZ w nowobudowanych obiektach podmiotów przyłączanych oraz w modernizowanych obiektach podmiotów przyłączonych.

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

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

II.3.5.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez OSDn. Układy i urządzenia EAZ powinny być na etapie projektów uzgadniane i zatwierdzane przez OSDn. Dotyczy to w szczególności doboru i nastaw funkcji zabezpieczeniowych, realizacji impulsów wyłączających oraz sposobu zasilania napięciem pomocniczym.

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

II.3.5.1.3. Szczegółowe wymagania dla układów i urządzeń EAZ, w szczególności wymagane czasy ich działania, określają standardy techniczne OSDn, publikowane na stronie internetowej OSDn.

II.3.5.1.4. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, warunki współpracy oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.

II.3.5.1.5. OSDn określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn.

II.3.5.1.6. OSDn koordynuje nastawienia zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych do jego sieci, a w zakresie wpływającym na selektywność z siecią OSDp dokonuje uzgodnień z OSDp. Podmioty przyłączone aktualizują dane o wyposażeniu i nastawieniach EAZ po każdej zmianie mającej znaczenie dla współpracy z siecią.

II.3.5.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.

II.3.5.1.8. Nastawy czasowe EAZ należy dobierać w taki sposób, aby były możliwie jak najkrótsze, przy zapewnieniu odpowiedniej wybiorczości i selektywności wyłączeń oraz aby ograniczały czasy trwania zakłóceń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiorczości i odstrojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk grożących zbędnymi zadziałaniami. 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.3.5.1.9. 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.3.5.1.10. Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi). Jeżeli w IRiESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia. Dla rozdzielni w układzie typu H dopuszcza się stosowanie pojedynczej baterii akumulatorowej zasilającej jedną sekcję rozdzielni potrzeb własnych prądu stałego.

II.3.5.1.11. Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku zasilania z sieci elektroenergetycznej zapewniać ciągłość pracy dla układów i urządzeń EAZ (w warunkach obciążenia akumulatorów wszystkimi odbiorami prądu stałego, czynnymi w warunkach braku zasilania zewnętrznego, oraz przy zachowaniu poziomu napięcia na szynach zbiorczych rozdzielnicy prądu stałego w wymaganych granicach), przez okres co najmniej:

1) 24 godz. dla obiektów wskazanych w planie odbudowy opracowanym na podstawie art. 23 NC ER,

2) 8 godz. dla pozostałych obiektów.

II.3.5.1.12. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika. Wyjątek stanowi współpraca EAZ z automatyką SPZ-u 1-fazowego w sieci 110 kV.

II.3.5.1.13. Należy stosować urządzenia realizujące funkcje ciągłej kontroli i samotestowania.

II.3.5.1.14. Układy i urządzenia EAZ wyposaża się w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.

II.3.5.1.15. 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.3.5.1.16. Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielniach sieci dystrybucyjnej 110 kV zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. W rejestratory zakłóceń należy wyposażać każde pole o napięciu 110 kV wyposażone w EAZ. 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.3.5.1.17. Stosuje się następujące sygnalizacje:

1) Al (alarm), która jest pobudzana przy zaniku i obniżeniu napięcia pomocniczego lub uszkodzeniu układu EAZ,

2) Aw (awaria), która jest pobudzana po otwarciu wyłącznika w polu przez dowolne zabezpieczenie. Jeśli w polu jest czynna automatyka SPZ, pobudzenie powinno nastąpić dopiero po definitywnym wyłączeniu,

3) Up (uszkodzenie pola), która jest pobudzana przez różne zakłócenia w działaniu urządzeń pola nie wymagającego natychmiastowego wyłączenia wyłącznika.

II.3.5.1.18. 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.3.5.1.19. Elementy rozdzielni NN będące własnością OSDn w zakresie wyposażenia:

1) w EAZ - podlegają wymaganiom IRiESP,

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

II.3.5.2. Wymagania dla sieci SN

II.3.5.2.1. <u>Wymagania ogólne</u>

II.3.5.2.1.1. Jeśli w IRiESD nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie.

II.3.5.2.1.2. 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 zwarciowego, z wyjątkiem blokady kierunkowej.

II.3.5.2.1.3. 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.3.5.2.1.4. Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:

1) 1,5 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć bezoporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia jest równa napięciu fazowemu sieci,

2) 1,2 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć oporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia wynosi 50 % napięcia fazowego,

3) 2,0 dla zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,

4) 1,5 dla zabezpieczeń konduktancyjnych w sieciach skompensowanych z AWSCz,

5) 1,2 dla zabezpieczeń admitancyjnych i susceptancyjnych w pozostałych przypadkach.

II.3.5.2.1.5. Zaleca się stosowanie następujących wartości nastawczych zabezpieczeń zerowonapięciowych działających samodzielnie lub jako człony rozruchowe innych kryteriów i automatyk wyrażonych w stosunku do składowej zerowej napięcia podczas zwarcia bezoporowego:

1) 5 - 10 % w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,

2) 5 - 15 % w sieciach o punkcie neutralnym izolowanym,

3) 10 - 20 % w sieciach skompensowanych.

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

II.3.5.2.1.6. W celu ograniczenia skutków zakłóceń w pracy sieci, zaleca się stosowanie w jej głębi automatyki EAZ.

II.3.5.2.1.7. 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.3.5.2.2. <u>Wymagania dla linii SN</u>

II.3.5.2.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone moduły wytwarzania energii powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

1) zabezpieczenia od skutków zwarć wielofazowych (nadprądowe zwłoczne i zwarciowe),

2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych,

3) automatykę wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, w przypadku pól linii napowietrznych i napowietrzno-kablowych SN,

4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,

5) wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe umożliwiające realizację blokady tego zabezpieczenia zależnej od kierunku przepływu mocy w polu,

6) SPZ/SCO - jeśli OSDn tego wymaga.

II.3.5.2.2.2. Pola linii SN, do których są przyłączone jednocześnie moduły wytwarzania energii i odbiorcy powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

1) zabezpieczenia od skutków zwarć wielofazowych (zalecane: zwarciowe i nadprądowe zwłoczne o charakterystykach niezależnych z możliwością wprowadzenia blokady kierunkowej),

2) zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych,

3) automatykę wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, w przypadku pól linii napowietrznych i napowietrzno-kablowych SN,

4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,

5) Dodatkowo w zależności od potrzeb OSDn, może wymagać zastosowania innych kryteriów zabezpieczeniowych lub funkcji, w tym:

6) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowego, wyposażonego w kryterium df/dt,

7) zabezpieczenia nad- i podnapięciowego zasilanego z przekładników umieszczonych za wyłącznikiem,

8) blokady załączenia wyłącznika w polu w przypadku obecności napięcia w linii lub kontrolę synchronizmu.

II.3.5.2.2.3. Pola linii SN współpracujące wyłącznie z modułami wytwarzania energii powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

1) zabezpieczenia od skutków zwarć wielofazowych (zalecane: zwarciowe i nadprądowe zwłoczne o charakterystykach niezależnych z możliwością wprowadzenia blokady kierunkowej),

2) zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych,

3) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,

4) Dodatkowo w zależności od potrzeb OSDn, może wymagać zastosowania innych kryteriów zabezpieczeniowych lub funkcji, w tym:

5) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowego, wyposażonego w kryterium df/dt,

6) zabezpieczenia nad- i podnapięciowego zasilanego z przekładników umieszczonych za wyłącznikiem,

7) blokady załączenia wyłącznika w polu w przypadku obecności napięcia w linii lub kontrolę synchronizmu.

II.3.5.2.3. Wymagania dla pól transformatorów potrzeb własnych i uziemiających

II.3.5.2.3.1. Pola potrzeb własnych powinny być wyposażone w następujące układy EAZ:

1) zabezpieczenie reagujące na zwarcia wewnętrzne w transformatorze i na wyprowadzeniach,

2) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od skutków zwarć zewnętrznych,

3) zabezpieczenia fabryczne transformatora.

II.3.5.2.3.2. W sieciach skompensowanych zaleca się dla prawidłowego działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach liniowych wprowadzenie dodatkowego prądu doziemnego. Wartość i charakter tego prądu powinny być dostosowane do zastosowanych zabezpieczeń.

II.3.5.2.3.3. 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.3.5.2.3.4. Jeżeli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno umożliwiać blokadę zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego transformatora potrzeb własnych oraz chronić rezystor przed skutkami zbyt długiego przepływu prądu w czasie zwarcia doziemnego niewyłączonego przez zabezpieczenia w innych polach. Sposób oddziaływania tego zabezpieczenia na wyłączniki w stacji zależy od wymagań OSDn i warunków eksploatacji oraz może powodować:

1) dla transformatorów dwuzwojeniowych wyłączenie dwustronne (zalecane) lub tylko po stronie SN,

2) dla transformatorów trójuzwojeniowych wyłączenie tylko po stronie SN dotkniętej zakłóceniem lub ze wszystkich stron,

3) wyłączenie pola potrzeb własnych (rozwiązanie dopuszczalne, ale nie zalecane),

4) wyłączenie rezystora uziemiającego (rozwiązanie dopuszczalne, ale nie zalecane).

II.3.5.2.4. Wymagania dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej

II.3.5.2.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się co najmniej w następujące zabezpieczenia:

1) nadprądowe zwłoczne od skutków przeciążeń,

2) nadprądowe bezzwłoczne,

3) od skutków zwarć wewnętrznych,

4) nadnapięciowe.

II.3.5.2.4.2. Każde wyłączenie pola SN transformatora 110 kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola baterii kondensatorów.

II.3.5.2.5. Wymagania dla łączników szyn

II.3.5.2.5.1. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

1) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne,

2) zabezpieczenie nadprądowe zwarciowe 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.3.5.2.6. (na etapie projektu usunięto)

II.3.5.2.7. Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.3.5.2.7.1. Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

1) SCO umożliwiające realizację przynajmniej dwóch stopni w każdej sekcji, przy czym automatyka może być zrealizowana w polu pomiaru napięcia z rozprowadzeniem sygnału do pól odpływowych lub jako rozproszona w postaci zabezpieczeń podczęstotliwościowych w poszczególnych polach. Automatyki tej nie wolno instalować w rozdzielniach SN GPO. Automatyki tej nie należy uruchamiać w liniach, do których przyłączone są jednostki wytwórcze,

2) SPZ/SCO należy stosować w uzgodnieniu z OSDn,

3) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta powinna wyłączyć zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,

4) zabezpieczenie szyn zbiorczych, które może być w wykonaniu różnicowym poprzecznym lub nadprądowo-logicznym. Automatyka ta powinna odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi. Zabezpieczenie to powinno działać z czasem nie dłuższym niż 0,3 s.

II.3.5.2.7.2. W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:

1) urządzenia SZR z funkcją kontroli napięcia szczątkowego (zalecane),

2) przed załączeniem zasilania rezerwowego wyłączać linie, do których przyłączone są jednostki wytwórcze.

II.3.5.2.7.3. W odniesieniu do lokalnych modułów wytwarzania energii przyłączonych do sieci SN:

1) stacje SN, do których są przyłączone lokalne moduły wytwarzania energii, wyposaża się w układy i urządzenia EAZ mające chronić bezpieczeństwo sieci i odbiorców przyłączonych do sieci, w szczególności reagujące na:

   a) zwarcia wielofazowe i doziemne,

   b) wzrost i obniżenie napięcia,

   c) wzrost i obniżenie częstotliwości,

   d) utratę połączenia z siecią operatora systemu dystrybucyjnego,

2) właściciel modułu wytwarzania wykonuje układ EAZ w taki sposób, aby wyłącznik sprzęgający był łącznikiem przeznaczonym do wyłączania jedynie modułu wytwarzania, a wyłączenie go nie skutkowało pozbawieniem zasilania potrzeb własnych modułu wytwarzania ani jakichkolwiek innych obwodów niezwiązanych z tym modułem,

3) OSDn określa warunki ewentualnego zasilania lub ponownego zasilenia od strony lokalnego modułu wytwarzania energii, sieci wyłączonej od strony głównego punktu zasilającego oraz ponownej synchronizacji, a także niezbędne do tego środki techniczne,

4) OSDn określa w warunkach przyłączenia zakres telemechaniki, monitoringu i zdalnego sterowania wymagany dla stacji, źródeł i magazynów energii, uwzględniając ich moc, poziom napięcia, znaczenie dla pracy sieci oraz wymagania OSDp,

5) OSDn określa wymagania dotyczące układów i urządzeń EAZ w stosunku do modułów wytwarzania energii przyłączanych do sieci OSDn.

II.3.5.3. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

II.3.5.3.1. 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.3.5.3.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych pracujących w sieci trójfazowej powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

II.3.5.3.3. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:

1) zabezpieczenia nadprądowe,

2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,

3) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe,

4) zabezpieczenie skutków od pracy niepełnofazowej,

5) zabezpieczenie od pracy wyspowej.

II.3.5.3.4. OSDn decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w zabezpieczenie od skutków mocy zwrotnej.

II.3.5.3.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z OSDn lub przez niego ustalone. Nastawy zabezpieczeń podnapięciowych powinny uwzględniać wymaganą krzywą t=f(U) podaną w Załączniku nr 1.

II.3.5.3.6. Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN

II.3.5.3.6.1. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.

II.3.5.3.6.2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.

II.3.5.3.6.3. 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.3.5.3.6.4. Jednostki wytwórcze powinny mieć następujące zabezpieczenia:

1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciowe,

2) nad- i podnapięciowe,

3) nad- i podczęstotliwościowe,

4) ziemnozwarciowe,

5) od pracy wyspowej.

II.3.5.3.6.5. Jednostki wytwórcze o mocy 25 MVA i większej należy wyposażać w zabezpieczenia różnicowoprądowe, przy czym OSDn może określić potrzebę stosowania takich zabezpieczeń również dla jednostek o mniejszej mocy, z uwzględnieniem warunków przyłączenia i wyników analiz technicznych.

II.3.5.3.6.6. 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.3.5.3.6.7. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.

II.3.5.3.6.8. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z pkt II.3.5.3.1–II.3.5.3.3 oraz II.3.5.3.6.1–II.3.5.3.6.8., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

II.3.5.4. Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ

II.3.5.4.1. OSDn prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej IRiESD oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.

II.3.5.4.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn są zobowiązane eksploatować należące do nich urządzenia EAZ w sposób niezagrażający bezpiecznej pracy sieci OSDn i OSDp oraz utrzymywać je w należytym stanie technicznym. Bez uzgodnienia z OSDn zabrania się w szczególności:

1) odstawiania z pracy urządzeń lub ich części,

2) wymiany urządzeń na posiadające inne parametry i właściwości,

3) zmiany nastaw i sposobu działania.

II.3.5.4.3. OSDn 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.3.5.4.4. 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.3.5.4.5. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej OSDn podlegają im również urządzenia EAZ.

II.3.6. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru, telemechaniki i komunikacji

II.3.7. Zakres telemechaniki, monitoringu, sterowania i transmisji danych dla przyłączanego obiektu określa OSDn w warunkach przyłączenia, odpowiednio do mocy, poziomu napięcia, rodzaju obiektu, jego wpływu na pracę sieci oraz wymagań OSDp.

II.3.8. Jeżeli OSDn wymaga integracji obiektu z systemem SCADA OSDn albo właściwa instrukcja współpracy ruchowej lub uzgodniona dokumentacja techniczna przewiduje wymianę danych lub zdalne sterowanie z systemów OSDp, system obiektowy powinien być kompatybilny z systemami wskazanymi dla danego obiektu, w tym z systemem SCADA SYNDIS MIKRONIKA, jeżeli został wskazany w warunkach przyłączenia lub dokumentacji technicznej.

II.3.9. System powinien umożliwiać, w zakresie określonym przez OSDn, telesterowanie, telesygnalizację i telemetrię, w szczególności przekazywanie stanów łączników, sygnałów zabezpieczeń i automatyk oraz pomiarów napięcia, prądu, częstotliwości, mocy czynnej i mocy biernej.

II.3.10. Źródła i magazyny energii wskazane przez OSDn powinny umożliwiać zdalne zadawanie ograniczenia mocy czynnej, zmianę zadanej mocy biernej lub współczynnika mocy, zmianę trybu regulacji oraz awaryjne zaprzestanie wprowadzania energii do sieci. Funkcje te są wykonywane przez OSDn, a jeżeli właściwa instrukcja współpracy ruchowej lub uzgodniona dokumentacja techniczna przewiduje zdalne sterowanie z systemów OSDp – także przez OSDp, wyłącznie w zakresie określonym dla danego obiektu.

II.3.11. Sygnały i pomiary powinny być przekazywane z właściwym znacznikiem czasu. System powinien umożliwiać archiwizację danych, diagnostykę łącza oraz utrzymanie ciągłości nadzoru w zakresie wymaganym dla danego obiektu.

II.3.12. Rodzaj łącza, wymagania dotyczące redundancji, zasilania rezerwowego, cyberbezpieczeństwa oraz protokół komunikacyjny określa OSDn w warunkach przyłączenia albo uzgodnionej dokumentacji technicznej. OSDn może wymagać w szczególności łącza światłowodowego oraz protokołu DNP3, IEC 60870-5-104 lub innego protokołu zgodnego z systemem OSDn.

II.3.13. DNP3 ani inny wskazany protokół nie stanowi wymogu ogólnego dla wszystkich urządzeń przyłączanych do sieci. Obowiązek jego zastosowania powstaje wyłącznie, jeżeli wynika z warunków przyłączenia, umowy, instrukcji współpracy ruchowej albo uzgodnionej dokumentacji technicznej.

II.3.14. Urządzenia telemechaniki i systemy nadzoru powinny być objęte próbami odbiorowymi, testami łączności i sterowania oraz okresowymi testami sprawdzającymi. Zakres i harmonogram testów uzgadnia się z OSDn, a dla urządzeń mających wpływ na sieć OSDp także z OSDp.

II.3.15. Wymiana danych pomiędzy OSDn i OSDp odbywa się zgodnie z umowami międzyoperatorskimi i instrukcjami współpracy ruchowej. Bezpośrednia wymiana danych z OSP jest realizowana wyłącznie w przypadkach wynikających z przepisów prawa, TCM, IRiESP albo uzgodnień operatorskich.

II.3.16. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych

II.3.16.1. Wymagania ogólne

II.3.16.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych określone w IRiESD obowiązują dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych i modernizowanych. Obowiązek dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych lub ich elementów do wymagań określonych odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRiESD, spoczywa na ich właścicielu.

W przypadku zamiaru skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorcę lub wytwórcę, należy dostosować układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRiESD. Powyższe wymagania nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych u odbiorców, o których mowa w pkt G.1., dla których OSDn przydziela standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G.

II.3.16.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku urządzeń, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej lub dla których nie jest wymagana homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo badań (świadectwo wzorcowania), potwierdzające poprawność pomiarów zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria posiadające akredytację w przedmiotowym zakresie. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym.

II.3.16.1.3. Półpośrednie układy pomiarowe i pośrednie układy pomiarowe muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.

II.3.16.1.4. Układy pomiarowo-rozliczeniowe:

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

a) na zaciskach generatorów jednostek wytwórczych świadczących usługi systemowe,

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

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

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

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

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

   a. jednostki wytwórczej lub

   b. instalacji odnawialnego źródła energii, lub

   c. hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii

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

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

   a) w miejscach połączenia między sieciami operatorów systemów dystrybucyjnych na napięciu SN i nN,

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

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

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

   c) w miejscach w sieci SN i nN, w których energia elektryczna jest zużywana na potrzeby własne OSDn, w tym w stacjach elektroenergetycznych, w których OSDn pobiera energię elektryczną z sieci OSDp na potrzeby prowadzonej działalności dystrybucyjnej,

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

Za zgodą OSDn, w uzasadnionych technicznie przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowo-rozliczeniowych po stronie niskiego napięcia transformatora SN/nN, dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B2 i B1, o ile moc znamionowa transformatora jest nie większa niż 400 kVA. Zgoda OSDn uwarunkowana jest akceptacją przez podmiot przyłączany lub odbiorcę, doliczenia ilości strat mocy i energii elektrycznej zapisanych w umowie o przyłączenie lub umowie dystrybucyjnej albo umowie kompleksowej.

II.3.16.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują układy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z wymaganiami określonymi w IRiESP.

II.3.16.1.6. OSDn uzgadnia z OSDp protokoły pobierania, przetwarzania i przekazywania danych pomiarowych, z uwzględnieniem przepisów prawa, IRiESP, WDB, IRiESD OSDp oraz wymagań dotyczących integralności i zabezpieczenia danych przed utratą.

II.3.16.1.7. Standardy transmisji danych pomiarowych pomiędzy OSDn i OSDp określają umowy międzyoperatorskie. OSDn może określić w warunkach przyłączenia standard transmisji wymagany od podmiotu przyłączonego.

II.3.16.1.8. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowo-rozliczeniowych dzieli się na 5 kategorii:

a) kategoria B3 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 5 MW,

b) kategoria B2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW i nie większej niż 5 MW,

c) kategoria B1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW,

d) kategoria C2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do IV grupy przyłączeniowej o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW,

e) kategoria C1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do V grupy przyłączeniowej o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW.

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

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

II.3.16.1.9. Liczniki zdalnego odczytu powinny umożliwiać pomiar i rejestrację wartości zgodnie z załącznikiem nr 1 i 3 do rozporządzenia pomiarowego.

II.3.16.1.10. Dane pomiarowe z układów pomiarowo-rozliczeniowych są pozyskiwane i przekazywane do LSPR. Wymagania dotyczące technologii transmisji danych określa OSDn.

II.3.16.1.11. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A i B3 wymagane jest stosowanie dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego. Dla układu pomiarowo-rozliczeniowego kategorii A wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych.

II.3.16.1.12. Miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego określa OSDn, w warunkach przyłączenia. Dodatkowo informacja o miejscu zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego może być zawarta w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

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

II.3.16.1.13. Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być zainstalowane w każdej z faz i dobrane zgodnie z kategorią układu pomiarowo-rozliczeniowego określoną w pkt II.3.16.1.8 oraz wymaganiami odpowiednio pkt II.3.16.2 i II.3.16.3. Prąd znamionowy przekładników prądowych winien być dostosowany do mocy umownej, tak aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

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

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

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

W uzasadnionych przypadkach, za zgodą OSDn, 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 miedzy 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników.

II.3.16.1.14. Do pomiarowego uzwojenia wtórnego przekładników prądowych i napięciowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej i analizatorami jakości energii elektrycznej. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się dociążenie przekładników prądowych i napięciowych atestowanymi rezystorami dociążającymi instalowanymi w obudowach przystosowanych do plombowania.

II.3.16.1.15. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych nowobudowanych i modernizowanych

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

II.3.16.1.16. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania. Plombowanie musi umożliwiać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.

II.3.16.1.17. Zmiana kwalifikacji układu pomiarowo-rozliczeniowego do kategorii określonej w pkt II.3.16.1.8., następuje na wniosek odbiorcy lub OSDn. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowo-rozliczeniowego.

II.3.16.1.18. W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSDn może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESD.

II.3.16.1.19. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego lub jego elementu winny być niezwłocznie zgłaszane do OSDn przez odbiorcę, wytwórcę, posiadacza magazynu energii elektrycznej lub sprzedawcę.

II.3.16.1.20. OSDn na żądanie odbiorcy, dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. OSDn może dokonać sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, również z własnej inicjatywy.

II.3.16.1.21. Odbiorca lub OSDn ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego. Badania laboratoryjne przeprowadza się w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, właściciel układu pomiarowo-rozliczeniowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i OSDn.

II.3.16.1.22. OSDn przekazuje zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego jest podmiot inny niż OSDn, to podmiot ten ma obowiązek przekazać OSDn zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego bezpośrednio po jego demontażu.

II.3.16.1.23. Podmiot niebędący właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego pokrywa koszty sprawdzenia prawidłowości działania tego układu oraz badania laboratoryjnego oraz demontażu i montażu tego układu, tylko w przypadku, gdy nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego.

II.3.16.1.24. OSDn przekazuje odbiorcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.

II.3.16.1.25. Jeżeli OSDn nie jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, OSDn zwraca zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia kalendarzowego od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile odbiorca lub OSDn nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt II.3.16.1.26.

II.3.16.1.26. W terminie 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego odbiorca lub OSDn może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSDn umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

II.3.16.1.27. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt II.3.16.1.26., pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.

II.3.16.1.28. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego, właściciel układu pomiarowo-rozliczeniowego zapewni zastępczy element układu pomiarowo-rozliczeniowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w IRiESD.

II.3.16.1.29. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, OSDn zwraca koszty, o których mowa w pkt II.3.16.1.23. i II.3.16.1.27., a także informuje sprzedawcę o korekcie:

1) danych pomiarowych lub innych danych wpływających na dokonywane przez sprzedawcę rozliczenia,

2) należności za usługę dystrybucji energii elektrycznej świadczonej na podstawie umowy kompleksowej.

Korekta danych, o których mowa w ppkt 1) dokonywana jest zgodnie z zapisami GUD lub GUD-K. Korekta należności, o których mowa w ppkt 2) dokonywana jest zgodnie z zapisami GUD-K.

II.3.16.1.30. W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, strona wnioskująca o sprawdzenie tego układu pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego.

II.3.16.1.31. W przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, OSDn wydaje odbiorcy, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zakończenia okresu rozliczeniowego, w którym nastąpił demontaż, dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowo-rozliczeniowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

II.3.16.1.32. Bez względu na kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego OSDn ma prawo zainstalować w podstawowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym własny licznik energii elektrycznej, w tym LZO.

II.3.16.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B

II.3.16.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii B3, B2 i B1, spełniają następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S,

b) przekładniki napięciowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,

c) liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej i nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej,

d) w przypadku kategorii B3 liczniki zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym podstawowym i rezerwowym mogą być zasilane z jednego rdzenia lub uzwojenia przekładników.

II.3.16.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C

II.3.16.3.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii C1 spełniają następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe, o ile występują w układzie pomiarowo-rozliczeniowym, mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,

b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż B dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 dla pomiaru energii biernej.

II.3.16.3.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii C2 spełniają następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe, o ile występują mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,

b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej.

II.3.16.3.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych wymienione w pkt II.3.16.3.1. i II.3.16.3.2. dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych lub modernizowanych objętych postępowaniami przetargowymi wszczętymi po dniu wejścia w życie rozporządzenia pomiarowego.

II.3.17. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

II.3.17.1. OSDn odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.

II.3.17.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z OSDp i innymi właściwymi operatorami, a także - jeżeli obowiązek wynika z TCM, IRiESP lub warunków przyłączenia - z OSP oraz podmiotami wskazanymi przez OSDn.

II.3.17.3. Jeżeli zapewnienie wymiany danych, o której mowa w pkt II.3.17.2, wymaga dostosowania infrastruktury, zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają zakres i szczegółowe wymagania oraz sposób sfinansowania niezbędnych działań, z uwzględnieniem IRiESP, IRiESD OSDp, TCM i właściwych umów.

II.3.18. Wymagania dla urządzeń stosowanych do kontroli synchronizmu

II.3.18.1. Wymaga się stosowania urządzeń do kontroli synchronizmu w warunkach łączeń w sieci zamkniętej oraz łączenia obszarów asynchronicznych. OSDn określa miejsca lokalizacji i wymagania dla urządzeń kontroli synchronizmu w sieci zamkniętej.

II.4. Dane przekazywane do OSDn przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej

II.4.1. Zakres danych

II.4.1.1. Dane przekazywane do OSDn przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie ujęte w punkcie II.4.1.2. obejmują:

a) dane opisujące stan istniejący,

b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez OSDn,

c) dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.

II.4.1.2. Podmioty przyłączane i przyłączone do sieci OSDn przekazują dane strukturalne do OSDn, OSDp albo OSP w zakresie i trybie określonym w TCM, IRiESP, IRiESD OSDp, warunkach przyłączenia i właściwych umowach.

W sytuacji, gdy:

a) w przypadku obowiązku bezpośredniego przekazania danych do OSP podmiot przekazuje OSDn i OSDp informację o wykonaniu obowiązku oraz udostępnia dane w zakresie niezbędnym do prowadzenia ruchu ich sieci,

b) w pozostałych przypadkach dane są przekazywane OSDn, który przekazuje je OSDp w zakresie wymaganym zasadami współpracy operatorskiej.

II.4.1.3. Dane strukturalne przekazywane za pośrednictwem OSDn są aktualizowane przez podmioty w terminach wynikających z TCM, IRiESP, IRiESD OSDp lub wezwania OSDn. OSDn przekazuje właściwe dane OSDp w terminach uzgodnionych pomiędzy operatorami.

II.4.1.4. Informacje dotyczące procedur wymiany danych strukturalnych, planistycznych i czasu rzeczywistego oraz podmiotów w nich uczestniczących są ujęte w pkt 12 IRiESP.

II.4.2. Dane opisujące stan istniejący

II.4.2.1. Wytwórcy przekazują do OSDn 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.4.2.2. Wskazani przez OSDn odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSDn 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.4.2.3. 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.4.2.4. Dane o liniach obejmują w szczególności:

a) nazwę węzła początkowego,

b) nazwę węzła końcowego,

c) rezystancję linii,

d) reaktancję dla składowej zgodnej,

e) ½ susceptancji poprzecznej pojemnościowej,

f) stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej,

g) ½ konduktancji poprzecznej,

h) długość linii, typ i przekrój przewodów,

i) obciążalność termiczną linii w sezonie zimowym,

j) obciążalność termiczną linii w sezonie letnim,

k) seria słupów.

II.4.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

a) nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,

b) dane znamionowe,

c) model zwarciowy.

II.4.2.6. 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, NOX, pyły i CO2,

h) stosowane instalacje ochrony środowiska (wraz z ich sprawnością),

i) informacje o charakterze sensytywnym (dotyczy wytwórców posiadających konwencjonalne jednostki wytwórcze przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV, z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej) tj.:

   - jednostkowe średnioroczne koszty stałe pracy jednostek wytwórczych,
   - jednostkowe średnioroczne koszty zmienne pozapaliwowe pracy jednostek wytwórczych,
   - jednostkowe średnioroczne koszty paliwowe,
   - nakłady inwestycyjne (związane wyłącznie z budową nowych jednostek wytwórczych, modernizacją lub rozbudową jednostek o instalacje proekologiczne),

j) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,

k) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'd generatora,

l) maksymalną wartość siły elektromotorycznej E'max podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,

m) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,

n) znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,

o) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,

p) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,

q) reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator,

r) moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,

s) moc czynną potrzeb własnych,

t) współczynnik mocy potrzeb własnych,

u) maksymalną generowaną moc czynną,

v) minimalną generowaną moc czynną,

w) dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną i maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym,

x) statyzm turbiny,

y) reaktancję podprzejściową generatora w osi d w jednostkach względnych,

z) reaktancję zastępczą gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączona jednostka wytwórcza.

II.4.2.7. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSDn.

II.4.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez OSDn

II.4.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn obejmują dla każdego roku w zależności od potrzeb:

a) informacje o jednostkach wytwórczych,

b) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,

c) informacje o wymianie międzysystemowej,

d) informacje o projektach zarządzania popytem,

e) inne dane w zakresie uzgodnionym przez OSDn i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej OSDn.

II.4.3.2. Informacje o jednostkach wytwórczych, o których mowa w pkt II.4.3.1, obejmują w zależności od potrzeb:

a) rodzaje jednostek wytwórczych, lokalizację i charakter ich pracy,

b) moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,

c) przewidywaną elastyczność pracy,

d) liczbę dni remontów planowych,

e) techniczny i księgowy czas eksploatacji,

f) sprawności wytwarzania energii elektrycznej,

g) rodzaj paliwa, jego charakterystykę i możliwości pozyskania,

h) skuteczności instalacji oczyszczania spalin.

i) dane o ograniczeniach zawartych w posiadanych pozwoleniach związanych z ochroną środowiska oraz czas ich obowiązywania,

j) dla jednostek wytwórczych pompowych sprawności pompowania i wytwarzania oraz pojemność zbiornika górnego.

II.4.3.3. Wskazani przez OSDn odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSDn następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w pkt II.4.3.1:

a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,

b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,

c) miesięczne bilanse mocy i energii.

II.4.3.4. Informacje o projektach zarządzania popytem, o których mowa w pkt II.4.3.1, obejmują:

a) opis i harmonogram projektu,

b) przewidywaną wielkość ograniczenia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.

II.4.3.5. Formę przekazywanych danych prognozowanych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSDn.

II.4.4. Wymagania dotyczące zdalnego pozyskiwania danych pomiarowych

II.4.4.1. Podmioty przyłączone do sieci OSDn przekazują dane czasu rzeczywistego do OSDn, OSDp albo OSP w zakresie i trybie określonym w TCM, IRiESP, IRiESD OSDp, warunkach przyłączenia i właściwych umowach.

W sytuacji, gdy:

a) w przypadku obowiązku bezpośredniego przekazania danych do OSP podmiot przekazuje OSDn i OSDp informację o wykonaniu obowiązku oraz udostępnia dane w zakresie niezbędnym do prowadzenia ruchu ich sieci,

b) w pozostałych przypadkach dane są przekazywane OSDn, który przekazuje je OSDp w zakresie wymaganym zasadami współpracy operatorskiej.

II.5. Zasady planowania rozwoju i współpracy z OSDp, w tym w odniesieniu do sieci 110 kV

II.5.1. OSDn opracowuje i realizuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, zgodnie z ustawą Prawo energetyczne i zakresem działalności objętej koncesją.

II.5.2. OSDn współpracuje z TAURON Dystrybucja S.A. jako OSDp przy planowaniu rozwoju sieci, w szczególności w zakresie punktów połączenia, zdolności przesyłowych, parametrów zwarciowych, jakości energii, planowanych źródeł i magazynów oraz rozwoju urządzeń 110 kV i 20 kV.

II.5.3. W zakresie urządzeń 110 kV pozostających w odpowiedzialności OSDn planowanie rozwoju, zmiany układu pracy oraz przedsięwzięcia mogące wpływać na koordynowaną sieć 110 kV są uzgadniane z OSDp na zasadach określonych w IRiESD OSDp, umowach międzyoperatorskich i instrukcjach współpracy ruchowej.

II.5.4. OSDn przekazuje OSDp dane strukturalne, planistyczne i inne informacje niezbędne do koordynacji rozwoju sieci oraz do realizacji obowiązków OSDp wobec OSP. OSDn przekazuje dane bezpośrednio do OSP tylko wtedy, gdy obowiązek taki wynika z przepisów prawa, IRiESP lub TCM.

II.5.5. Projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu albo przedłożeniu właściwym organom w zakresie wymaganym przepisami prawa.

II.5.6. OSDn współpracuje z innymi operatorami, przedsiębiorstwami energetycznymi, organami administracji publicznej, jednostkami samorządu terytorialnego i użytkownikami systemu w celu koordynacji planowanego rozwoju sieci.

II.5.7. OSDn może aktualizować plan rozwoju w przypadku zmian zapotrzebowania, nowych wniosków o przyłączenie, zmian warunków pracy sieci OSDp, zmian przepisów lub innych okoliczności wpływających na bezpieczeństwo i efektywność rozwoju sieci.

III. Eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci

III.1. Przepisy ogólne

III.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn 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:

c) niezawodności współdziałania z siecią,

d) bezpieczeństwa obsługi i otoczenia po spełnieniu wymagań ochrony środowiska,

e) 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 OSDn obejmują zagadnienia związane z:

a) przyjmowaniem urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji,

b) prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,

c) przekazaniem urządzeń, instalacji i sieci do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,

d) dokonywaniem uzgodnień z OSDp oraz, w przypadkach wymaganych właściwymi dokumentami, z OSP za pośrednictwem OSDp przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,

e) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.

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

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

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

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

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

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

III.1.7. Zasady wykonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego, konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych OSDn określa w dokumentach wewnętrznych. Informacje podlegające udostępnieniu użytkownikom systemu OSDn publikuje na swojej stronie internetowej albo udostępnia w swojej siedzibie.

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 rozdziale VII. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

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

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

III.2.4. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci, w porozumieniu z OSDn, jeżeli właścicielem nie jest OSDn, dokonuje ich odbioru oraz sporządza protokół potwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w niniejszej IRiESD.

OSDn, 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.

Przed dopuszczeniem źródła, magazynu energii lub obiektu wyposażonego w telemechanikę do pracy równoległej z siecią OSDn podmiot przedstawia dokumentację odbiorową, wyniki prób i pomiarów, certyfikaty oraz dokumenty potwierdzające spełnienie wymagań kodeksów sieci i warunków przyłączenia.

Jeżeli warunki przyłączenia, instrukcja współpracy ruchowej lub uzgodniona dokumentacja techniczna przewidują integrację obiektu z systemem SCADA OSDn albo systemami OSDp, odbiór obejmuje testy transmisji, telesygnalizacji, telemetrii, zdalnego sterowania i wykonania poleceń ograniczenia mocy czynnej lub regulacji mocy biernej w zakresie właściwym dla każdego z tych systemów.

Uruchomienie obiektu wymagającego współpracy ruchowej może być uzależnione od uzgodnienia instrukcji współpracy ruchowej, wykazu osób upoważnionych, sposobu prowadzenia rozmów ruchowych oraz procedury postępowania przy zaniku łączności i w stanach awaryjnych.

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

III.2.6. Postanowienia niniejszego punktu stosuje się wyłącznie do obiektów zakwalifikowanych jako znaczący użytkownicy sieci, dostawcy usług w zakresie odbudowy albo obiekty istotne dla planu obrony systemu lub planu odbudowy, zgodnie z NC ER, TCM, IRiESP oraz decyzjami właściwych organów.

III.2.7. Wymagania dotyczące takiego obiektu są określane z uwzględnieniem jego funkcji w planach systemowych. OSDn uzgadnia je z OSDp, a uzgodnienia z OSP prowadzi co do zasady za pośrednictwem OSDp, chyba że przepisy prawa, TCM albo IRiESP przewidują działanie bezpośrednie.

III.2.8. Służby ruchowe obiektu powinny posiadać niezawodną łączność głosową z OSDn oraz, w zakresie wymaganym dla danego obiektu, z OSDp lub OSP. Jeżeli wymagają tego TCM lub warunki kwalifikacji obiektu, łączność powinna zachować zdolność działania przez co najmniej 24 godziny po zaniku zasilania podstawowego.

III.2.9. Obiekt powinien zapewniać możliwość sterowania lokalnego lub zdalnego wskazanymi łącznikami, realizacji wymaganych operacji łączeniowych, przekazywania stanów, sygnałów EAZ i danych pomiarowych oraz utrzymania podstawowych funkcji telemechaniki w okresie zaniku zasilania podstawowego.

III.2.10. Wymagane zasilanie rezerwowe, zakres autonomii, liczba operacji łączeniowych, sygnały i dane przekazywane do systemów dyspozytorskich oraz parametry łączy określają TCM, warunki przyłączenia, instrukcja współpracy ruchowej lub odrębne uzgodnienia operatorskie.

III.2.11. Właściciel obiektu odpowiada za utrzymanie wymaganych zdolności, przeprowadzanie prób okresowych i niezwłoczne informowanie OSDn o niesprawności urządzeń, łączności, zasilania rezerwowego albo funkcji sterowniczych mających znaczenie dla planu obrony lub odbudowy.

III.2.12. Powierzenie sterowania obiektem innemu podmiotowi nie zwalnia właściciela ani użytkownika systemu z odpowiedzialności za spełnienie wymagań określonych dla tego obiektu.

III.3. Przekazanie urządzeń do remontu, przebudowy lub wycofywanie z eksploatacji

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

III.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu, przebudowy albo wycofania z eksploatacji uzgadnia się z OSDn, a w przypadku urządzeń mających wpływ na pracę sieci OSDp, punktów połączenia, elementów koordynowanej sieci 110 kV albo urządzeń pozostających w operatywnym kierownictwie lub operatywnym nadzorze OSDp – również z OSDp, w zakresie wynikającym z właściwej instrukcji współpracy ruchowej.

III.4. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z OSDp i innymi operatorami systemów

III.4.1. Prace eksploatacyjne dotyczące urządzeń mających wpływ na pracę sieci OSDp, punktów połączenia, koordynowanej sieci 110 kV albo urządzeń pozostających w operatywnym kierownictwie lub operatywnym nadzorze OSDp są uzgadniane z TAURON Dystrybucja S.A. zgodnie z umowami międzyoperatorskimi i właściwymi instrukcjami współpracy ruchowej.

III.4.2. Uzgodnienie obejmuje w szczególności termin i zakres prac, wymagany układ sieci, program łączeniowy, warunki dopuszczenia urządzeń do pracy, zakres prób oraz sposób wymiany informacji podczas realizacji prac.

III.4.3. OSDn uzgadnia z użytkownikami systemu prace na urządzeniach mogących wpływać na bezpieczeństwo pracy sieci OSDn, jakość energii, telemechanikę, układy pomiarowe lub realizację poleceń ruchowych.

III.4.4. Uzgodnienia z OSP są dokonywane co do zasady za pośrednictwem OSDp, chyba że obowiązek bezpośredniego działania OSDn wynika z przepisów prawa, TCM albo IRiESP.

III.5. Dokumentacja techniczna i prawna

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

a) dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację prawną i techniczną,

b) dla urządzeń – dokumentację techniczną.

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

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

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

b) dokumenty stwierdzające stan prawno-własnościowy nieruchomości,

c) pozwolenie na budowę wraz z załącznikami,

d) pozwolenie na użytkowanie – jeżeli jest wymagane.

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

a) dokumentację projektową i powykonawczą,

b) protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,

c) dokumentację techniczno – ruchową urządzeń,

d) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,

e) dokumentację eksploatacyjną i ruchową.

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

a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji,

b) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,

c) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,

d) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, prób i pomiarów,

e) wykaz niezbędnych części zamiennych,

f) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,

g) dziennik operacyjny,

h) schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności,

i) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,

j) karty przełączeń,

k) ewidencję założonych uziemień,

l) programy łączeniowe,

m) wykaz personelu ruchowego.

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

a) ogólną charakterystykę urządzenia,

b) niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,

c) wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,

d) określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i wyłączeniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,

e) zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób, pomiarów i badań,

f) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,

g) zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,

h) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego,

i) informacje o środkach łączności,

j) wymagania związane z ochroną środowiska naturalnego,

k) zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,

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

III.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych

III.6.1. OSDn w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

III.6.2. W przypadku powierzenia OSDn prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

III.7. Wymiana informacji eksploatacyjnych

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

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

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

a) informacje niezbędne do sporządzenia schematów sieci dystrybucyjnej,

b) wyniki oględzin, przeglądów i oceny stanu technicznego,

c) wyniki badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych,

d) parametry obiektów, urządzeń i sieci zmienione w wyniku podjęcia działań eksploatacyjnych,

e) informacje związane z elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową,

f) imienne wykazy osób, wraz z danymi teleadresowymi, odpowiedzialnych za podejmowanie działań eksploatacyjnych.

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

III.7.4. Operator systemu przesyłowego, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.

III.7.5. Spory dotyczące nazewnictwa i numeracji urządzeń sieci 110 kV OSDn rozstrzyga OSDn w uzgodnieniu z OSDp, a jeżeli jest to wymagane - OSDp dokonuje dalszych uzgodnień z OSP. W zakresie pozostałej sieci dystrybucyjnej spory rozstrzyga OSDn.

III.7.6. OSDn sporządza i aktualizuje schematy sieci dystrybucyjnej OSDn.

III.8. Ochrona środowiska naturalnego

III.8.1. OSDn oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych obowiązującymi normami i przepisami prawnymi.

III.8.2. OSDn stosuje środki techniczne i organizacyjne ograniczające wpływ pracy urządzeń elektrycznych na środowisko naturalne.

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

III.9. Ochrona przeciwpożarowa

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

III.9.2. OSDn zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

III.10. Planowanie prac eksploatacyjnych

III.10.1. OSDn opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej OSDn obejmujące w szczególności:

a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,

b) modernizacje.

III.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych OSDn zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej OSDn lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.

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

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

III.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSDn przekazują do OSDn zgłoszenia wyłączeń elementów sieci.

III.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac

III.11.1. OSDn opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.

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

IV. Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego

IV.1. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej

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

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

Zagrożenie to może powstać w szczególności w następstwie:

a) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,

b) katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej,

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

d) strajku lub niepokojów społecznych,

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

IV.1.3. W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, JWCD i JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń OSP. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń OSDn.

IV.1.4. OSDn, we współpracy z OSDp i zgodnie z poleceniami OSP przekazywanymi w trybie operatorskim, podejmuje niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

IV.1.5. OSDn bierze udział w organizowanych przez OSP szkoleniach w zakresie planu obrony i planu odbudowy oraz opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.

IV.1.6. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:

a) podział kompetencji służb dyspozytorskich,

b) awaryjne układy pracy sieci,

c) wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,

d) dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania, tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.

IV.1.7. Jeżeli zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nieobjętych awarią lub stanem zagrożenia, OSDn udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.

IV.1.8. W celu ustalenia przebiegu i przyczyn awarii sieci dystrybucyjnej oraz działań zapobiegających podobnym zdarzeniom OSDn może powołać komisję poawaryjną. W jej pracach mogą brać udział przedstawiciele podmiotów, których urządzenia, instalacje lub sieci uczestniczyły w zdarzeniu, a także przedstawiciele OSDp, innych operatorów oraz właściwych służb - w zakresie uzasadnionym charakterem awarii.

IV.2. Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej

IV.2.1. OSDn prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną OSDn.

IV.2.2. OSDn dotrzymuje standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców.

IV.3. Wprowadzanie przerw oraz ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej

IV.3.1. Postanowienia ogólne

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

a) OSP, do czasu wejścia w życie przepisów, o których mowa w lit. b), jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin – w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,

b) Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 Ustawy – w przypadkach, o których mowa w pkt IV.3.2.1.

IV.3.1.2. W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej OSP podejmuje, zgodnie z IRiESP, działania mające na celu usunięcie zagrożenia i zapobieżenie jego negatywnym skutkom. OSDn uczestniczy w tych działaniach we współpracy z OSDp i wykonuje polecenia przekazywane w trybie operatorskim.

OSDn, na polecenie OSDp przekazane w wykonaniu polecenia 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 OSDn lub przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.

IV.3.1.3. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:

a) tryb normalny, określony w pkt IV.3.2,

b) tryb normalny na polecenie OSP, określony w pkt IV.3.3,

c) tryb awaryjny, określony w pkt IV.3.4,

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

IV.3.2. Tryb normalny

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

a) bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym,

b) bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,

c) bezpieczeństwa osób,

d) wystąpienia znacznych strat materialnych.

Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane po wyczerpaniu przez OSP i OSDp, we współpracy z OSDn i zainteresowanymi podmiotami, dostępnych środków służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dochowaniu należytej staranności.

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

IV.3.2.3. OSDn opracowuje plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dla swojej sieci we współpracy z OSDp, który koordynuje ten plan z OSP, na wypadek wystąpienia okoliczności wskazanych w pkt IV.3.2.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować:

a) bezpośredniego zagrożenia życia lub zdrowia osób,

b) uszkodzenia lub zniszczenia urządzeń lub ich zespołów – wykorzystywanych bezpośrednio w procesach technologicznych,

c) zakłóceń w funkcjonowaniu urządzeń lub ich zespołów – przeznaczonych bezpośrednio do wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła lub do wydobycia, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych.

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

IV.3.2.5. W przypadku, gdy odbiorca posiada więcej niż jeden obiekt, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą każdego z obiektów, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych, łączna wielkość mocy umownej została ustalona w wysokości, o której mowa w pkt IV.3.2.4.

IV.3.2.6. W przypadku gdy obiekt jest przyłączony do sieci więcej niż jednego operatora systemu dystrybucyjnego, zasadę określoną w pkt IV.3.2.4 stosuje się odrębnie dla każdego operatora, w odniesieniu do sumy mocy umownych wynikających z umów zawartych z tym operatorem. Mocy umownych określonych w umowach zawartych z różnymi operatorami nie sumuje się.

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

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

IV.3.2.9. Opracowany przez OSDn plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu może być korygowany w przypadku, o którym mowa w pkt IV.3.2.13., lub aktualizowany w okresie, na jaki został opracowany. Zdania pierwszego nie stosuje się w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzanych na podstawie pkt IV.3.2.1. Dla istniejącego obiektu, zmiana mocy umownej lub przyłączenie nowego przyłącza, nie wymaga aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy.

IV.3.2.10. Ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej podlega odbiorca w zakresie posiadanego przez siebie obiektu przez cały okres, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych lub kompleksowych łączna wielkość mocy umownej wynosi poniżej 300 kW, oraz w zakresie obiektu:

a) będącego szpitalem i innym obiektem ratownictwa medycznego,

b) wymienionego w przepisach wydanych na podstawie art. 6 ust. 2 pkt 4 ustawy z dnia 21 listopada 1967 r. o powszechnym obowiązku obrony Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. z 2021 r. poz. 372 z późn. zm.),

c) wykorzystywanego bezpośrednio do:

i. nadawania programów radiowych i telewizyjnych o zasięgu ogólnokrajowym,

ii. zapewnienia przewozu lotniczego, transportu kolejowego i publicznego transportu zbiorowego,

iii. wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki oraz dostarczania do odbiorców, w tym wydobywania, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych,

iv. realizacji zadań wpływających w sposób istotny na spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, w tym odprowadzania i oczyszczania ścieków w zakresie zbiorowego odprowadzania ścieków,

v. wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła,

vi. wykonywania przez przedsiębiorców zadań na rzecz obronności państwa w zakresie mobilizacji gospodarki, o których mowa w art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 23 sierpnia 2001 r. o organizowaniu zadań na rzecz obronności państwa realizowanych przez przedsiębiorców (Dz. U. z 2020 r. poz. 1669), w okresie uruchomienia programu mobilizacji gospodarki w zakresie realizacji tych zadań,

– albo wyodrębnionej części obiektu wykorzystywanego do tych celów,

d) stanowiącego infrastrukturę krytyczną ujętą w wykazie, o którym mowa w art. 5b ust. 7 pkt 1 ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. z 2022 r. poz. 261) zlokalizowaną na terenie Rzeczypospolitej Polskiej.

IV.3.2.11. Odbiorca będący jednocześnie OSDn, nie podlega ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w zakresie energii elektrycznej zużywanej na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

IV.3.2.12. Obiekty albo wyodrębnione części tych obiektów, o których mowa w pkt IV.3.2.10., będące w posiadaniu odbiorcy podlegają ochronie, jeżeli zostały wyszczególnione, na wniosek i zgodnie z oświadczeniem tego odbiorcy, w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych – wzór wniosku zawierającego oświadczenie opracowuje OSDn oraz umieszcza na swojej stronie internetowej. W przypadku umów kompleksowych, jeżeli wniosek, o którym mowa w zdaniu pierwszym, otrzymał sprzedawca, wówczas sprzedawca przekazuje go niezwłocznie do OSDn, w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, o której mowa w pkt A.4.10., w terminie nie dłuższym niż 3 dni robocze od otrzymania wniosku.

IV.3.2.13. Odbiorca niezwłocznie informuje OSDn, a w przypadku umów kompleksowych, również sprzedawcę, o ustaniu okoliczności uzasadniających podleganie ochronie, o której mowa w pkt IV.3.2.10., w zakresie posiadanego przez odbiorcę obiektu lub jego wyodrębnionej części.

IV.3.2.14. W przypadku gdy wielkość mocy, która zapewnia prawidłowe funkcjonowanie wyodrębnionej części obiektu podlegającej ochronie, nie została uwzględniona w wielkościach mocy minimalnej poboru i mocy maksymalnej poboru określonych dla tego obiektu i wyznaczonych w sposób określony w pkt IV.3.2.24., z uwzględnieniem pkt IV.3.2.25, odbiorca może wystąpić z uzasadnionym wnioskiem do OSDn o korektę wielkości mocy określonych dla tego obiektu, jako całości, w stopniach zasilania, o których mowa w pkt IV.3.2.21 lit. b i c, z zachowaniem zasady równomiernego podziału zakresu mocy, o której mowa w pkt IV.3.2.21 lit. d.

IV.3.2.15. Podstawą opracowania przez OSDn corocznie planów wprowadzania ograniczeń w trybie normalnym są plany wprowadzania ograniczeń dla odbiorców w zakresie posiadanych przez nich obiektów opracowywane przez OSDn.

IV.3.2.16. Plan wprowadzania ograniczeń w zakresie obiektu opracowuje się, w formie dokumentowej, na podstawie wielkości mocy obowiązujących odbiorcę w danym obiekcie, według stanu na dzień 1 stycznia danego roku, i przekazuje się te wielkości odbiorcy, w formie dokumentowej, w terminie do dnia 15 kwietnia danego roku.

IV.3.2.17. Plan wprowadzania ograniczeń, o którym mowa w pkt IV.3.2.16., opracowuje się na okres od dnia 1 czerwca danego roku do dnia 31 maja roku następnego.

IV.3.2.18. OSDn przekazuje, w terminie do dnia 15 marca danego roku, swój plan wprowadzania ograniczeń do OSDp w celu uwzględnienia tego planu w planie wprowadzania ograniczeń OSDp.

IV.3.2.19. OSDp uwzględnia plan OSDn w swoim planie wprowadzania ograniczeń przekazywanym OSP w terminie do dnia 31 marca danego roku.

IV.3.2.20. Aktualizacja planów wprowadzania ograniczeń dla obiektów odbiorców nie powoduje konieczności aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń operatora.

IV.3.2.21. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:

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

b) 12 stopień zasilania – odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy maksymalnej poboru, określonej dla tego obiektu, zgodnie z pkt IV.3.2.24 lit. b),

c) 20 stopień zasilania – odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy minimalnej poboru, określonej dla tego obiektu, zgodnie z pkt IV.3.2.24 lit. a),

d) wielkości łączne maksymalnych mocy określone dla obiektu, które odbiorca może pobierać, w stopniach zasilania od 12 do 20, wynikają z równomiernego podziału zakresu mocy – od wielkości mocy maksymalnej poboru (12 stopień) do wielkości mocy minimalnej poboru (20 stopień).

IV.3.2.22. W poszczególnych stopniach zasilania odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc nie wyższą niż określona dla danego stopnia zasilania tego obiektu.

IV.3.2.23. Wielkości łączne mocy określone dla obiektu, obowiązujące odbiorcę w stopniach zasilania od 12 do 20, zawarte w planie wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu, są przekazywane odbiorcy przez OSDn w sposób określony w pkt IV.3.2.26.

IV.3.2.24. Moc minimalną poboru oraz moc maksymalną poboru określa OSDn na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z funkcją odczytu danych w systemie danych dobowo-godzinowych, obejmujących pełny okres pomiarowy od dnia 1 stycznia roku n-1 do dnia 31 grudnia roku n-1, gdzie „n" jest rokiem uzgodnienia przez Prezesa URE planu wprowadzania ograniczeń:

a) moc minimalna poboru:

i. wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu była najniższa,

ii. odrzucenie trzech najniższych wartości i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu,

b) moc maksymalna poboru:

i. wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu była najwyższa,

ii. odrzucenie trzech najwyższych wartości i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu.

W przypadku braku możliwości pozyskania wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych OSDn wyznacza je zgodnie z pkt C.1.6. IRiESD.

IV.3.2.25. W przypadku, gdy wyznaczona dla obiektu wielkość mocy maksymalnej poboru jest większa niż łączna wielkość mocy umownej, określona dla tego obiektu w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych, za wielkość mocy maksymalnej poboru przyjmuje się łączną wielkość mocy umownej.

IV.3.2.26. OSDn przesyła odbiorcy plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu lub aktualizację tego planu, zawierający wielkości łączne mocy określone dla obiektu w stopniach zasilania od 12 do 20, na adres poczty elektronicznej wskazany w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych w terminie, o którym mowa w pkt IV.3.2.16. W zakresie umów kompleksowych, OSDn przekazuje ten plan lub jego aktualizację również sprzedawcy, na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, o której mowa w pkt A.4.10. IRiESD.

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

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

IV.3.2.27. Dla przyłączanego do sieci obiektu, dla którego nie jest możliwe ustalenie w sposób określony w pkt IV.3.2.24.:

a) mocy minimalnej poboru - wielkość tej mocy ustala się na podstawie wielkości minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia, o której mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 Ustawy;

b) mocy maksymalnej poboru - wielkość tej mocy ustala się w łącznej wysokości mocy umownej określonej w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych.

Dla obiektów określonych powyżej, plan wprowadzania ograniczeń jest aktualizowany przy zmianie mocy umownej lub minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia.

IV.3.2.28. Sposób określania dla obiektu mocy minimalnej poboru oraz mocy maksymalnej poboru, o którym mowa w pkt IV.3.2.27., stosuje się do czasu ustalenia wielkości tych mocy w sposób, o którym mowa w pkt IV.3.2.24. nie dłużej jednak niż przez okres 24 miesięcy od dnia zawarcia po raz pierwszy umowy dystrybucyjnej albo kompleksowej, na podstawie której świadczone są odbiorcy usługi dystrybucji energii elektrycznej do tego obiektu.

IV.3.2.29. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów i powiadomień OSP o obowiązujących stopniach zasilania. Obowiązujące stopnie zasilania, o których mowa w pkt IV.3.2.21., określa OSP.

Komunikaty OSP o stopniach zasilania wprowadzanych w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin są ogłaszane w sposób określony przepisami prawa oraz publikowane na stronach internetowych OSP i OSDp.

Odbiorcy są obowiązani stosować się do stopni zasilania określonych w tych komunikatach w czasie określonym w tych komunikatach.

IV.3.2.30. OSP może wprowadzić inne stopnie zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, jeżeli nastąpiła zmiana warunków pracy systemu elektroenergetycznego lub występuje konieczność minimalizacji negatywnych następstw wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu lub poborze energii elektrycznej.

IV.3.2.31. O wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o zmianie obowiązujących stopni zasilania OSDn jest powiadamiany przez OSDp, chyba że właściwe przepisy lub uzgodnienia przewidują przekazanie informacji bezpośrednio przez OSP.

IV.3.2.32. OSDn indywidualnie powiadamia odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o wprowadzeniu, w trakcie trwania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, przesyłając wiadomość tekstową na adres poczty elektronicznej lub na numer telefonu komórkowego wskazany przez odbiorcę w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.

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

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

IV.3.2.33. Powiadomienia o zmianie wprowadzonych stopni zasilania innych niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, OSDn zamieszcza również na swojej stronie internetowej. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.

IV.3.2.34. Odbiorcy posiadający obiekty, dla których opracowano plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej stosują się do przekazanych przez służby dyspozytorskie oraz ruchowe OSDn powiadomień dotyczących wprowadzanych ograniczeń.

IV.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP

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

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

IV.3.3.3. W przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w pkt IV.3.2.29. oraz IV.3.2.31. 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. Tryb awaryjny sieciowy

IV.3.4.1.1. OSP może wprowadzić przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizowane w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców w trybie awaryjnym sieciowym, jeżeli zaistnieje co najmniej jeden z poniższych przypadków:

1) gdy jest to konieczne do zapobieżenia rozprzestrzenianiu się lub pogarszaniu stanu zagrożenia,

2) wystąpił stan odbudowy lub stan zaniku zasilania,

3) wystąpiło zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej uniemożliwiającego zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci,

4) wystąpiło zagrożenie bezpiecznej pracy urządzeń, instalacji lub sieci lub zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.

Tryb awaryjny sieciowy w przypadkach, o których mowa w pkt 3) i 4), może być wprowadzony nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IV.3.4.1.2. Wyłączenia awaryjne odbiorców w trybie awaryjnym sieciowym (dalej „wyłączenia awaryjne sieciowe") OSDn realizuje na polecenie przekazane przez OSDp w wykonaniu polecenia OSP. W przypadku bezpośredniego zagrożenia życia, zdrowia, mienia albo bezpieczeństwa pracy sieci OSDn może dokonać niezbędnego wyłączenia bez uprzedniego polecenia, niezwłocznie informując OSDp, który koordynuje dalsze działania z OSP.

IV.3.4.1.3. Wyłączenia awaryjne sieciowe są realizowane w stopniach A1 – A5. Stopnie od A1 do A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej, każdy w przedziale 9 – 11% prognozowanego zapotrzebowania na moc. Wyłączenia awaryjne sieciowe wprowadzone łącznie w stopniach od A1 do A5 powinny zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc.

IV.3.4.1.4. Wyłączenia awaryjne sieciowe są realizowane:

1) poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przesyłowej, na obszarze wskazanym przez służby dyspozytorskie wydające polecenie o wprowadzeniu wyłączeń awaryjnych sieciowych.

IV.3.4.1.5. Wyłączenia awaryjne sieciowe powinny być zrealizowane niezwłocznie, w czasie nie dłuższym niż:

1) 15 minut – w przypadku wprowadzenia stopnia A1,

2) 15 minut – w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni A1 i A2,

3) 30 minut – w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A3,

4) 45 minut – w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A4,

5) 60 minut – w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A5;

od wydania polecenia dyspozytorskiego.

IV.3.4.1.6. OSDp w porozumieniu z OSDn ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania i typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach A.

IV.3.4.1.7. Plany wyłączeń awaryjnych sieciowych określające przewidywany efekt wprowadzenia stopni od A1 do A5, opracowują:

1) OSP – dla całego KSE, z uwzględnieniem planów, o których mowa w pkt 2) i 3),

2) OSDp - dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem planów opracowanych przez OSDn przyłączonych do sieci OSDp oraz planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci, za której ruch sieciowy odpowiada OSDp,

3) odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci przesyłowej.

IV.3.4.1.8. W przypadku konieczności wprowadzenia wyłączeń awaryjnych sieciowych w sposób odmienny niż określony w planach wyłączeń awaryjnych sieciowych, OSP może polecić wprowadzenie tych wyłączeń, poprzez wskazanie:

1) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez OSDn,

2) obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić wyłączenia awaryjne sieciowe

IV.3.4.1.9. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym sieciowym OSDn realizuje na polecenie OSDp przekazane w wykonaniu polecenia OSP. Odstępstwo jest dopuszczalne wyłącznie w przypadku konieczności niezwłocznego usunięcia zagrożenia życia, zdrowia, mienia lub bezpieczeństwa sieci; OSDn niezwłocznie informuje wówczas OSDp o wykonanej operacji i jej przyczynie.

IV.3.4.2. Tryb awaryjny bilansowy

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

Wprowadzenie przez OSP wyłączeń awaryjnych bilansowych możliwe jest także przed wprowadzeniem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w czasie uniemożliwiającym zastosowanie tego trybu. W takim przypadku wyłączenia awaryjne bilansowe mogą być wprowadzone pomiędzy ogłoszeniem przez OSP powołanego stanu a

obowiązywaniem stopni zasilania zgodnie z pierwszym komunikatem w tej sprawie, wydanym zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne.

IV.3.4.2.2. Wyłączenia awaryjne bilansowe są realizowane na polecenie OSP w stopniach B1 – B15. Stopnie B1 – B15 powinny zapewniać spadek poboru mocy czynnej, każdy w przedziale 3 – 4% prognozowanego zapotrzebowania na moc. Wyłączenia awaryjne bilansowe wprowadzone łącznie w stopniach od B1 do B15, powinny zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc.

IV.3.4.2.3. OSDp w porozumieniu z OSDn ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania i typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach B.

IV.3.4.2.4. Plany wyłączeń awaryjnych bilansowych określające przewidywany efekt wprowadzenia stopni od B1 do B15 opracowują:

1) OSP – dla całego KSE, z uwzględnieniem planów, o których mowa w pkt 2) i 3),

2) OSDp - dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem planów opracowanych przez OSDn przyłączonych do sieci OSDp oraz planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci, za której ruch sieciowy odpowiada OSDp,

3) odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej.

IV.3.4.2.5. OSP wydaje polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych OSDp, który przekazuje je OSDn zgodnie z zasadami współpracy operatorskiej. Polecenie jest przekazywane z wyprzedzeniem co najmniej 4 godzin, a w przypadkach spowodowanych nagłymi awaryjnymi wyłączeniami modułów wytwarzania energii ujętych w wykazie SGU prowadzonym zgodnie z TCM - termin ten może zostać skrócony do 2 godzin.

IV.3.4.2.6. Polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych wydaje OSP wskazując dany stopień B lub ich grupę dla całego KSE oraz czas obowiązywania.

IV.3.4.2.7. Wyłączenia awaryjne bilansowe powinny być wprowadzane rotacyjnie (rotacja oznacza zastąpienie danego stopnia B innym stopniem B lub grupy stopni B inną grupą stopni B), przy czym wyłączenie awaryjne bilansowe w danym stopniu B powinno trwać nie dłużej niż 4 godziny.

IV.3.4.2.8. W przypadku zastosowania rotacji wyłączeń awaryjnych bilansowych, należy prowadzić załączenia i wyłączenia odbiorców w taki sposób, aby zminimalizować efekt skokowych zmian obciążenia.

IV.3.4.2.9. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym bilansowym są realizowane bez zgody OSP, zgodnie z wydanym poleceniem, o którym mowa w pkt IV.3.4.2.6.

IV.3.5. Tryb automatyczny

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

IV.3.5.2. Układ SCO instaluje właściwy operator systemu dystrybucyjnego albo odbiorca przyłączony do sieci dystrybucyjnej, zgodnie z przepisami rozporządzenia systemowego, wymaganiami NC ER oraz warunkami przyłączenia lub właściwą umową.

O okoliczności zainstalowania układu SCO oraz o jego parametrach technicznych:

1) odbiorca niezwłocznie informuje operatora systemu, do którego sieci jest przyłączony; odbiorca przyłączony do sieci OSDn informuje OSDn,

2) OSDn informuje OSDp - w przypadku gdy sieć OSDn jest połączona z siecią OSDp,

3) OSDn przekazuje informacje innemu operatorowi systemu, którego sieć lub użytkownicy mogą być objęci działaniem układów SCO, zgodnie z właściwymi umowami i instrukcjami współpracy ruchowej, a informacje wymagane przez OSP przekazuje OSDp.

OSDn może zwolnić odbiorcę przyłączonego do jego sieci z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO, jeżeli dopuszczają to przepisy rozporządzenia systemowego, po rozpatrzeniu wniosku odbiorcy i uzgodnieniu planu działania na wypadek wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu. Jeżeli zwolnienie wpływa na obowiązki OSDp lub OSP, wymaga ono koordynacji z OSDp.

IV.3.5.3. Odbiorca przyłączony do sieci SN OSDn podlega zasadom stosowania układu SCO określonym przez OSDn, z uwzględnieniem uzgodnień z OSDp i wymagań właściwych przepisów.

IV.3.5.4. OSDn może podlegać działaniu układu SCO zainstalowanego w sieci OSDp, jeżeli wynika to z układu połączeń, umowy zawartej pomiędzy OSDn i OSDp albo instrukcji współpracy ruchowej.

IV.3.5.5. Czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 150 ms, z zastrzeżeniem przypadków, dla których przepisy przejściowe lub wymagania NC DC dopuszczają czas nie dłuższy niż 300 ms.

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

1) umożliwiać nastawienie wartości częstotliwości z zakresu od 47,00 do 50,00 Hz ze zmianą skokową co 0,05 Hz,

2) umożliwiać nastawienie zwłoki czasowej w zakresie od 0,05 do 1 s ze zmianą skokową co 0,05 s, jeżeli zastosowanie zwłoki czasowej jest konieczne do prawidłowego działania tego przekaźnika,

3) zapewniać dotrzymanie czasu własnego przekaźnika na poziomie nie większym niż 100 ms,

4) zapewniać poprawną pracę w zakresie od 0,5 do 1,1 Un,

5) zapewniać dokładność pomiaru częstotliwości nie mniejszą niż 10 mHz,

6) zapewniać identyfikację kierunku przepływu mocy czynnej i mieć możliwość nastawiania lub blokowania jego zadziałania w zależności od nastawionego kierunku przepływu mocy czynnej w miejscu instalacji wyłącznika,

7) zapewniać możliwość zastosowania blokady napięciowej przy obniżonej amplitudzie napięcia poniżej wartości zadanej, przy czym aktywacja zdolności następuje w uzgodnionych z OSP przypadkach.

IV.3.5.7. Testy układu SCO przeprowadzane są przez jego właściciela co najmniej raz na pięć lat lub w terminie jednego roku od modernizacji tego układu, uwzględniając wymagania techniczne określone w pkt IV.3.5.5. i IV.3.5.6. oraz zgodnie z Planem Testów będącym TCM opracowanym na podstawie NC ER.

IV.3.5.8. OSP, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, przekazuje wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO, zgodnie z wymaganiami NC ER i rozporządzenia systemowego.

IV.3.5.9. OSP przekazuje wartości, o których mowa w pkt IV.3.5.8, również odbiorcom przyłączonym do sieci przesyłowej.

IV.3.5.10. OSDp niezwłocznie przekazuje OSDn wartości i wymagania dotyczące mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO w zakresie odnoszącym się do obszaru sieci OSDn oraz użytkowników przyłączonych do tej sieci.

IV.3.5.11. Wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO wyznacza się dla poszczególnych stopni SCO w odniesieniu do zapotrzebowania netto właściwego obszaru sieci, zgodnie z NC ER, rozporządzeniem systemowym oraz uzgodnieniami operatorskimi.

IV.3.5.12. OSDp określa wymagania dla swojego obszaru z uwzględnieniem informacji przekazanych przez OSDn. OSDn określa sposób realizacji tych wymagań w swojej sieci, w tym zakres obowiązków odbiorców przyłączonych do sieci OSDn.

IV.3.5.13. Odbiorca objęty obowiązkiem stosowania SCO przekazuje OSDn informacje o zainstalowanym układzie, nastawach oraz wartościach mocy czynnej wyłączanej przez ten układ. OSDn przekazuje OSDp informacje wymagane dla koordynacji działania SCO.

IV.3.5.14. OSDn zapewnia, z uwzględnieniem układów SCO zainstalowanych u odbiorców przyłączonych do jego sieci, możliwość wyłączenia 45% zapotrzebowania netto obszaru OSDn, w każdej chwili czasu i z możliwie równomiernym rozkładem mocy wyłączanej, o ile właściwe przepisy lub uzgodnienia z OSDp nie określają inaczej.

IV.3.5.15. Przez zapotrzebowanie netto obszaru OSDn rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na tym obszarze, powiększoną o saldo wymiany mocy czynnej z OSDp i innymi operatorami oraz pomniejszoną o moc pobieraną przez magazyny energii elektrycznej i elektrownie szczytowo-pompowe, bez potrzeb własnych jednostek wytwórczych i potrzeb ogólnych elektrowni.

IV.3.5.16. Odbiorca objęty obowiązkiem stosowania SCO zapewnia możliwość wyłączenia 45% mocy czynnej pobieranej z sieci, o ile właściwe przepisy, decyzja OSDn albo uzgodnienie z OSDp nie określają innej wartości.

IV.3.5.17. W przypadku odbiorcy posiadającego jednostki wytwórcze, którego produkcja pokrywa co najmniej 50% jego rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną, wartości mocy wyłączanej przez SCO ustala się indywidualnie, z uwzględnieniem ograniczeń technicznych i zastosowanej technologii. OSDn uzgadnia te wartości z OSDp, a jeżeli jest to wymagane - za pośrednictwem OSDp z OSP. W przypadku braku uzgodnienia OSDn albo odbiorca przedstawia opinię niezależnej firmy eksperckiej.

IV.3.5.18. OSDn i odbiorcy objęci obowiązkiem stosowania SCO wdrażają nastawy i wymagane wartości mocy wyłączanej do dnia 15 września każdego roku oraz przekazują OSDp informacje niezbędne do wykonania obowiązków operatorskich. OSDp przekazuje OSP informacje w terminach wynikających z właściwych przepisów i instrukcji.

IV.3.5.19. OSDn opracowuje plan wyłączeń wskutek zastosowania SCO dla odbiorców przyłączonych do swojej sieci i przekazuje go objętym nim odbiorcom oraz OSDp. Plan uwzględnia parametry określone w NC ER i wymagania przekazane przez OSDp.

IV.3.5.20. Przy stosowaniu SCO minimalizuje się odłączanie jednostek wytwórczych, w szczególności jednostek zapewniających inercję lub zdolności istotne dla obrony i odbudowy systemu.

IV.3.5.21. Ponowne załączenie odbiorcy wyłączonego wskutek zadziałania SCO następuje wyłącznie na polecenie przekazane OSDn przez OSDp w wykonaniu polecenia OSP albo zgodnie z uzgodnionym planem odbudowy systemu.

IV.3.5.22. OSDn może kontrolować spełnienie wymagań dotyczących SCO przez odbiorców przyłączonych do jego sieci oraz ustalać przyczynę i zakres zadziałania układu. Odbiorca udostępnia OSDn dane, dokumentację i dostęp do urządzeń w zakresie niezbędnym do przeprowadzenia kontroli.

IV.3.5.23. OSDn przekazuje OSDp informacje o odbiorcach zwolnionych z obowiązku instalowania i stosowania SCO, wraz z informacją o uzgodnionym planie działania na wypadek stanu zagrożenia, zaniku zasilania lub odbudowy systemu.

IV.3.5.24. Rozpatrując wniosek odbiorcy o zwolnienie z obowiązku instalowania i stosowania SCO, OSDn ocenia plan działania odbiorcy, w tym zdolność pracy urządzeń w wymaganym zakresie częstotliwości, ograniczenia techniczne, zasilanie awaryjne oraz zastosowane technologie. Jeżeli uzasadnienie jest niewystarczające, OSDn może zażądać opinii niezależnej firmy eksperckiej i przeprowadzić uzgodnienia z OSDp.

IV.4. Wymagania dla użytkowników systemu w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci

IV.4.1. Odbiorca lub wytwórca będący posiadaczem SGU oraz posiadacz magazynu energii elektrycznej:

1) stosuje wymagania w zakresie obrony i odbudowy systemu określone dla nowo przyłączanych do sieci instalacji odbiorczych, modułów wytwarzania energii lub magazynów energii elektrycznej,

2) wdraża wymagane funkcjonalności na etapie budowy instalacji odbiorczej, modułu wytwarzania energii lub magazynu energii elektrycznej,

3) potwierdza wdrożenie i posiadanie wymaganych zdolności przez wykonanie z wynikiem pozytywnym testów odbiorowych i sprawdzających,

4) przygotowuje we współpracy z OSDn harmonogram testów odbiorowych i okresowych testów sprawdzających zdolności w zakresie obrony i odbudowy systemu,

5) raportuje OSDn wykonanie testów odbiorowych i testów sprawdzających,

6) wdraża programy naprawcze po testach zakończonych wynikiem negatywnym oraz powtarza testy.

IV.4.2. Wytwórca, w celu zapewnienia bezpieczeństwa swoich urządzeń podczas całkowitej utraty połączenia z KSE lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie, dla każdego będącego w jego posiadaniu zakładu wytwarzania energii, w którego skład wchodzą moduły wytwarzania energii typu C lub D, opracowuje i przedstawia OSDn oraz wdraża plan działań w warunkach utraty połączenia z KSE lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie. Plan działań zapewnia w szczególności podtrzymanie zdolności operacyjnych do bezpiecznego przyjęcia napięcia w okresie nie krótszym niż 24 godziny.

IV.4.3. W ramach obrony i odbudowy systemu użytkownik systemu przyłączony do sieci OSDn współpracuje z OSDn w zakresie określenia i spełnienia wymogów utrzymania zdolności technicznych na potrzeby obrony i odbudowy systemu oraz ich monitorowania.

IV.4.4. W celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz niezawodnej pracy tego systemu podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci OSDn:

1) utrzymuje należące do niego sieci i wewnętrzne instalacje zasilające i odbiorcze w należytym stanie technicznym,

2) dostosowuje instalacje, o których mowa w ppkt 1), do zmienionych warunków funkcjonowania sieci, o których został poinformowany zgodnie z pkt VIII.4.1. ppkt 5),

3) niezwłocznie informuje OSDn o zauważonych wadach lub usterkach w pracy sieci i w układach pomiarowo-rozliczeniowych, a także o powstałych przerwach w dostarczaniu energii elektrycznej lub niewłaściwych jej parametrach,

4) bez uzgodnienia z OSDn nie może dokonać odłączenia zasilania od rzeczywistego miejsca dostarczania energii elektrycznej i pozbawić napięcia układ pomiarowo-rozliczeniowy.

IV.4.5. OSDn oraz użytkownik systemu, w celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania KSE, wdrażają środki w obiektach ujętych w planie obrony systemu i planie odbudowy opracowanych na podstawie art. 11 i art. 23 NC ER. Obiekty, o których mowa w zdaniu pierwszym, obejmują w szczególności:

1) rozdzielnie będące własnością OSDn,

2) rozdzielnie, do których są przyłączone moduły wytwarzania energii ujęte w wykazie, o którym mowa w art. 11 pkt 4 lit. c lub art. 23 pkt 4 lit. c NC ER,

3) inne rozdzielnie niezbędne do właściwego przeprowadzenia procesu odbudowy systemu elektroenergetycznego, określone w uzgodnieniach pomiędzy OSP i OSDp, z udziałem OSDn w zakresie dotyczącym jego sieci,

4) moduły wytwarzania energii ujęte w wykazie, o którym mowa w art. 11 pkt 4 lit. c lub art. 23 pkt 4 lit. c NC ER.

IV.5. Redysponowanie nierynkowe

IV.5.1. Redysponowanie nierynkowe jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej lub odpowiedzi odbioru może być stosowane w przypadkach i na zasadach określonych w rozporządzeniu 2019/943, ustawie Prawo energetyczne, IRiESP, IRiESD OSDp i właściwych umowach.

IV.5.2. Polecenia OSP dotyczące zasobów przyłączonych do sieci OSDn są przekazywane co do zasady za pośrednictwem OSDp. Realizacja polecenia wobec zasobu odbywa się przez OSDn albo, jeżeli przewiduje to właściwa instrukcja współpracy ruchowej lub uzgodniona dokumentacja techniczna, z wykorzystaniem funkcji sterowania dostępnych OSDp. OSDn nadzoruje wykonanie polecenia w zakresie swoich kompetencji i przekazuje OSDp informację o jego realizacji.

IV.5.3. OSDn może wydać użytkownikowi systemu polecenie zmiany parametrów pracy, ograniczenia poboru lub wprowadzania energii albo odłączenia urządzeń, jeżeli jest to niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci OSDn, sieci OSDp lub KSE.

IV.5.4. Sposób technicznej realizacji poleceń określają warunki przyłączenia, umowy, instrukcje współpracy ruchowej i uzgodniona dokumentacja techniczna. Polecenia mogą być realizowane zdalnie przez system SCADA OSDn, za pomocą uzgodnionego kanału komunikacji albo – dla obiektu wskazanego we właściwej instrukcji współpracy ruchowej lub dokumentacji technicznej – przez zdalne sterowanie z systemów OSDp. Zdalne sterowanie z systemów OSDp może obejmować wyłącznie funkcje uzgodnione dla danego obiektu, w szczególności ograniczenie lub zmianę mocy czynnej, regulację mocy biernej, napięcia lub współczynnika mocy oraz zaprzestanie generacji.

IV.5.5. Zasady rozliczeń i odpowiedzialności związanej z redysponowaniem określają przepisy prawa i właściwe umowy. Niniejsza IRiESD nie wyłącza prawa do rekompensaty, jeżeli wynika ono z przepisów bezwzględnie obowiązujących.

IV.6. Interwencyjna dostawa mocy czynnej (obowiązuje do dnia 31 grudnia 2027 r.)

IV.6.1. OSDn może korzystać z interwencyjnej dostawy mocy czynnej w celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania sieci dystrybucyjnej, niezawodności jej pracy lub utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, a także realizować uzgodnione działania na polecenie OSDp.

IV.6.2. Interwencyjna dostawa mocy czynnej polega na czasowym zwiększeniu przez URD poboru mocy czynnej do poziomu określonego przez OSDn, z uwzględnieniem technicznych możliwości sieci i obiektu. Może ją realizować wyłącznie URD posiadający układ pomiarowy umożliwiający zdalne pozyskanie danych oraz uzgodniony elektroniczny kanał komunikacji.

IV.6.3. Warunki udziału, maksymalną moc interwencyjną, czas realizacji, sposób wydania i odwołania polecenia oraz zasady rozliczeń określa OSDn w uzgodnieniu z URD, z uwzględnieniem obowiązujących przepisów i Taryfy OSDn.

IV.7. Interwencyjna regulacja mocy biernej (obowiązuje do dnia 31 grudnia 2027 r.)

IV.7.1. OSDn może korzystać z interwencyjnej regulacji mocy biernej w celu regulacji napięcia, utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej lub wykonania polecenia OSDp.

IV.7.2. Interwencyjna regulacja mocy biernej może być realizowana przez źródło lub magazyn energii posiadający odpowiednią zdolność techniczną, układ pomiarowy oraz system zdalnego sterowania lub inny uzgodniony sposób wykonania polecenia.

IV.7.3. Zakres regulacji, sposób weryfikacji zdolności, testy, sposób wydawania poleceń i zasady rozliczeń określają warunki przyłączenia, umowa dystrybucji, odrębna umowa albo instrukcja współpracy ruchowej. Realizacja regulacji nie może powodować niedopuszczalnych zakłóceń w sieci.

V. Współpraca OSDn z innymi operatorami i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami oraz operatorami a użytkownikami systemu

V.1. Neo Dystrybucja współpracuje z TAURON Dystrybucja S.A. jako OSDp, Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. jako OSP i OIRE, innymi operatorami systemów, sprzedawcami, POBZ, DUB, operatorami handlowymi i pomiarowymi oraz użytkownikami systemu.

V.2. Współpraca z OSP w zakresie prowadzenia ruchu, planowania pracy, bilansowania, usług systemowych, danych strukturalnych, planistycznych i czasu rzeczywistego jest realizowana co do zasady za pośrednictwem OSDp.

V.3. Bezpośrednia współpraca Neo Dystrybucji z OIRE oraz wymiana informacji za pośrednictwem CSIRE odbywa się zgodnie z IRiESP-OIRE, SWI, TSKB i Umową CSIRE.

V.4. Zasady współpracy Neo Dystrybucji z OSDp określają przepisy prawa, IRiESP, WDB, IRiESD OSDp, niniejsza IRiESD, umowy międzyoperatorskie oraz instrukcje współpracy ruchowej.

V.5. Dokumenty, o których mowa powyżej, określają w szczególności podział kompetencji w zakresie prowadzenia ruchu, w tym wykaz urządzeń pozostających w operatywnym kierownictwie albo operatywnym nadzorze OSDn lub OSDp, zasady wykonywania czynności łączeniowych i zdalnego sterowania, a także zasady dotyczące koordynowanej sieci 110 kV, urządzeń SN, EAZ, telemechaniki, wyłączeń, awarii, odbudowy systemu, przekazywania danych, bilansowania i zarządzania ograniczeniami.

Użytkownicy systemu przekazują OSDn dane i informacje wymagane do realizacji obowiązków operatorskich w terminach, formatach i kanałach określonych w IRiESD, warunkach przyłączenia, umowach i instrukcjach współpracy ruchowej.

VI. Prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej OSDn

VI.1. Obowiązki OSDn

VI.1.1. OSDn prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w zakresie kompetencji przypisanych mu w przepisach prawa, umowach międzyoperatorskich i instrukcjach współpracy ruchowej. W odniesieniu do urządzeń pozostających w operatywnym kierownictwie albo operatywnym nadzorze OSDp, niezależnie od ich poziomu napięcia i prawa własności, OSDn postępuje zgodnie z podziałem kompetencji określonym we właściwej instrukcji współpracy ruchowej.

VI.1.2. W zakresie prowadzenia ruchu OSDn w szczególności:

a) planuje pracę sieci, opracowuje układy normalne pracy, plany wyłączeń i programy łączeniowe oraz kieruje operacjami łączeniowymi,

b) monitoruje pracę sieci i urządzeń, w tym źródeł i magazynów energii, oraz prowadzi działania sterownicze i regulacyjne,

c) koordynuje pracę EAZ, telemechaniki, układów regulacji napięcia i mocy biernej w zakresie swoich kompetencji,

d) wprowadza przerwy i ograniczenia, wydaje polecenia ograniczenia poboru lub generacji oraz realizuje redysponowanie na zasadach określonych w IRiESD,

e) usuwa zakłócenia i awarie oraz współpracuje z OSDp przy likwidacji stanów zagrożenia, odbudowie systemu i przywracaniu zasilania,

f) gromadzi i przekazuje OSDp dane niezbędne do prowadzenia ruchu, planowania pracy i realizacji obowiązków OSDp wobec OSP.

VI.1.3. Planowanie pracy sieci odbywa się w horyzontach odpowiednich do potrzeb ruchowych, w szczególności dobowym, tygodniowym, miesięcznym i rocznym.

VI.1.4. Dla koordynowanej sieci 110 kV oraz innych urządzeń, dla których właściwa instrukcja współpracy ruchowej przewiduje uzgadnianie z OSDp, nastawienia zabezpieczeń i automatyk, a w odpowiednich przypadkach również miejsca uziemienia punktów neutralnych transformatorów, są określane lub uzgadniane z OSDp. Dla pozostałej sieci OSDn koordynuje nastawienia w zakresie swoich kompetencji.

VI.2. Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich operatora systemu dystrybucyjnego

VI.2.1. OSDn realizuje zadania ruchowe za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego, personelu innych podmiotów albo w modelu mieszanym, na podstawie umów, instrukcji współpracy ruchowej i wewnętrznych instrukcji organizacji bezpiecznej pracy.

VI.2.2. Służby dyspozytorskie OSDp są uprawnione do wydawania służbom OSDn poleceń ruchowych w zakresie określonym w umowach międzyoperatorskich i instrukcjach współpracy ruchowej, w szczególności dotyczącym koordynowanej sieci 110 kV, wskazanych urządzeń SN, modułów wytwarzania energii oraz innych urządzeń pozostających w operatywnym kierownictwie albo operatywnym nadzorze OSDp, a także realizacji poleceń OSP.

VI.2.3. Służby OSDn operatywnie kierują układami pracy i urządzeniami sieci OSDn, czynnościami łączeniowymi oraz pracą źródeł i magazynów energii w zakresie przypisanym OSDn w umowach, warunkach przyłączenia i instrukcjach współpracy ruchowej, z uwzględnieniem kompetencji OSDp określonych w tych dokumentach.

VI.2.4. Operacje na elementach koordynowanej sieci 110 kV oraz na innych urządzeniach pozostających w operatywnym kierownictwie albo operatywnym nadzorze OSDp wykonuje się po uzgodnieniu z OSDp albo na jego polecenie, zgodnie z właściwą instrukcją współpracy ruchowej. Jeżeli instrukcja współpracy ruchowej lub uzgodniona dokumentacja techniczna przewiduje możliwość zdalnego sterowania z systemów OSDp, OSDp może wykonywać uzgodnione działania sterownicze bezpośrednio, wyłącznie w zakresie i na zasadach określonych dla danego obiektu.

VI.2.5. Podmioty przyłączone do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV, wytwórcy, posiadacze magazynów oraz inne podmioty wskazane przez OSDn opracowują i uzgadniają instrukcje współpracy ruchowej, jeżeli wymaga tego charakter obiektu.

VI.2.6. Instrukcja współpracy ruchowej określa co najmniej podział kompetencji, wykaz urządzeń pozostających w operatywnym kierownictwie albo operatywnym nadzorze każdej ze stron, zasady wykonywania łączeń, wyłączeń, regulacji i zdalnego sterowania, obieg informacji, wykaz osób upoważnionych, środki łączności, postępowanie przy zaniku łączności, koordynację EAZ oraz zasady postępowania w stanach awaryjnych i usuwania awarii.

VI.2.7. Sposób dokumentowania poleceń i rozmów ruchowych, w tym ich rejestrowania, oraz okres przechowywania dokumentacji określają instrukcje współpracy ruchowej i procedury OSDn.

VI.3. Planowanie produkcji energii elektrycznej

VI.3.1. OSDn pozyskuje od wytwórców i posiadaczy magazynów dane planistyczne w zakresie niezbędnym do prowadzenia ruchu, oceny ograniczeń sieciowych i współpracy z OSDp.

VI.3.2. Dane dotyczące planów pracy jednostek i magazynów objętych obowiązkami wynikającymi z TCM lub IRiESP są przekazywane OSDp albo OSP w trybie wynikającym z tych dokumentów. OSDn przekazuje dane OSDp w zakresie uzgodnionym pomiędzy operatorami.

VI.3.3. OSDn określa ograniczenia sieciowe dla zasobów przyłączonych do jego sieci. Ograniczenia dotyczące koordynowanej sieci 110 kV oraz zasobów, dla których właściwa instrukcja współpracy ruchowej przewiduje uzgadnianie pracy, wydawanie poleceń lub zdalne sterowanie przez OSDp, są ustalane we współpracy z OSDp.

VI.4. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną

VI.4.1. OSDn sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w zakresie niezbędnym do planowania pracy i rozwoju sieci oraz przekazuje OSDp dane prognozowane wymagane umowami międzyoperatorskimi.

VI.4.2. Użytkownicy systemu przekazują OSDn dane prognozowane w zakresie, formie i terminach określonych przez OSDn w umowie, warunkach przyłączenia lub instrukcji współpracy ruchowej.

VI.5. Układ normalny pracy sieci dystrybucyjnej

VI.5.1. Ruch sieci OSDn o napięciu wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie układu normalnego pracy. Dla wydzielonych części sieci mogą być opracowane odrębne układy normalne.

VI.5.2. Układ normalny pracy określa, odpowiednio do potrzeb, konfigurację połączeń, wymagane poziomy napięć, dopuszczalne obciążenia, moce zwarciowe, nastawienia EAZ i automatyk, sposób pracy punktów neutralnych, źródła mocy biernej, urządzenia rezerwowe oraz ograniczenia ruchowe.

VI.5.3. Układ normalny pracy jest aktualizowany po istotnej zmianie konfiguracji lub warunków pracy sieci. Układ dotyczący elementów 110 kV mających wpływ na sieć OSDp oraz innych urządzeń pozostających, zgodnie z właściwą instrukcją współpracy ruchowej, w operatywnym kierownictwie albo operatywnym nadzorze OSDp jest uzgadniany z OSDp w zakresie wynikającym z tej instrukcji.

VI.6. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej

VI.6.1. OSDn opracowuje plany wyłączeń elementów sieci w horyzontach właściwych dla potrzeb ruchowych, w szczególności rocznym, miesięcznym, tygodniowym i dobowym.

VI.6.2. Wyłączenia elementów mających wpływ na punkty połączenia z OSDp, koordynowaną sieć 110 kV albo pracę urządzeń pozostających w operatywnym kierownictwie lub operatywnym nadzorze OSDp są zgłaszane i uzgadniane z OSDp w terminach i trybie wynikających z umów międzyoperatorskich oraz właściwych instrukcji współpracy ruchowej.

VI.6.3. Użytkownik systemu zgłasza propozycję wyłączenia z wyprzedzeniem umożliwiającym OSDn dokonanie analiz i wymaganych uzgodnień. Zgłoszenie zawiera co najmniej oznaczenie urządzenia, termin, przewidywany czas wyłączenia, opis prac, gotowość do załączenia oraz, jeżeli jest wymagany, harmonogram i program łączeniowy.

VI.6.4. OSDn zatwierdza, odrzuca albo proponuje zmianę terminu wyłączenia, biorąc pod uwagę bezpieczeństwo pracy sieci, ciągłość dostaw, inne planowane prace i uzgodnienia z OSDp.

VI.7. Programy łączeniowe

VI.7.1. Program łączeniowy opracowuje się dla złożonych operacji łączeniowych, prac mogących wpływać na bezpieczeństwo sieci albo w przypadkach wskazanych przez OSDn lub OSDp.

VI.7.2. Za opracowanie projektu programu odpowiada właściciel urządzenia albo podmiot prowadzący prace, chyba że instrukcja współpracy ruchowej stanowi inaczej.

VI.7.3. Program łączeniowy określa co najmniej stan początkowy, kolejność czynności, osoby odpowiedzialne, warunki wykonywania operacji, wymagane nastawienia EAZ i automatyk, schematy, przewidywany czas realizacji oraz stan końcowy.

VI.7.4. Program zatwierdza OSDn przed rozpoczęciem operacji. Program dotyczący elementów koordynowanej sieci 110 kV albo urządzeń pozostających w operatywnym kierownictwie lub operatywnym nadzorze OSDp wymaga uzgodnienia z OSDp w zakresie określonym we właściwej instrukcji współpracy ruchowej.

VII. Standardy techniczne i bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej OSDn

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

a) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwale,

b) napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,

c) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciowe w danym punkcie sieci,

VII.2. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów SN/nN określa OSDn.

VII.3. Nie dopuszcza się planowej pracy wyłączników przy wartościach prądów zwarciowych przekraczających ich zdolność wyłączalną. W przypadku ujawnienia takiego stanu OSDn niezwłocznie określa środki ograniczające ryzyko i harmonogram usunięcia niezgodności.

VII.4. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych OSDn powinny spełniać wymagania określone w standardach/wytycznych budowy systemów elektroenergetycznych obowiązujących w OSDn.

VIII. Parametry jakościowe energii elektrycznej, wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu

VIII.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej

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

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

1) 50 Hz ± 1% (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,

2) 50 Hz + 4% / – 6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia.

VIII.1.1.2. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego zawiera się w przedziale odchyleń ±10% napięcia znamionowego.

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

VIII.1.1.4. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:

1) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego zawiera się w przedziale od 0% do 2% wartości składowej kolejności zgodnej,

2) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego (o rzędach od 2 do 50) powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
Niebędące krotnością 3		Będące krotnością 3			
Rząd harmonicznej [h]	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u_h]	Rząd harmonicznej [h]	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u_h]	Rząd harmonicznej [h]	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u_h]
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	3%	>15	0,5%		
17	2%				
19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				
>25	$0,5 + \frac{25}{h}$				

VIII.1.1.5. W każdym tygodniu wartość maksymalna ze zbioru 10-minutowych średnich wartości współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, jest mniejsza lub równa 8%.

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

VIII.1.1.7. OSDn zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych powyżej pod warunkiem, że:

1) użytkownik systemu pobiera z sieci lub wprowadza do sieci moc czynną równą mocy umownej lub mniejszą,

2) moc bierna pobierana z sieci lub wprowadzana do sieci przez użytkownika systemu nie przekracza granicznych wartości określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,

3) użytkownik systemu wypełnia zobowiązania dotyczące regulacji mocy biernej i napięcia określone w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

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

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

VIII.2. Wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej

VIII.2.1. Ustala się następujące rodzaje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:

1) planowane,

2) nieplanowane.

VIII.2.2. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, w zależności od czasu ich trwania, dzieli się na przerwy:

1) przemijające (mikroprzerwy) – trwające nie dłużej niż 1 s,

2) krótkie – trwające dłużej niż 1 s i nie dłużej niż 3 min,

3) długie – trwające dłużej niż 3 min i nie dłużej niż 12 godz.,

4) bardzo długie – trwające dłużej niż 12 godz. i nie dłużej niż 24 godz.,

5) katastrofalne – trwające dłużej niż 24 godz.

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

VIII.2.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I–III i VI:

1) dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w roku wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa,

2) w przypadku gdy odbiorcą jest OSP w zakresie potrzeb własnych stacji elektroenergetycznej najwyższych napięć, dopuszczalne czasy trwania przerw, o których mowa w pkt VIII.2.1, są co najmniej o połowę krótsze od czasów określonych w pkt VIII.2.5.

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

1) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:

   a) przerwy planowanej – 16 godz.,

   b) przerwy nieplanowanej – 24 godz.,

2) przerw w roku stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:

   a) przerw planowanych – 35 godz.,

   b) przerw nieplanowanych – 48 godz.

VIII.2.6. OSDn w terminie do dnia 31 marca każdego roku, publikuje na swojej stronie internetowej wartości wskaźników dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku:

1) wskaźnik:

   a) przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w danym roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,

   b) przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący iloraz liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw tego rodzaju w danym roku i łącznej liczby obsługiwanych odbiorców – wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw;

2) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący iloraz liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w danym roku i łącznej liczby obsługiwanych odbiorców.

Dla każdego z wskaźników, o których mowa powyżej, podaje się liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

VIII.3. Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej

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

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

VIII.3.2.1. Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła

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

a) wartość P_{st} nie powinna być większa niż 1,

b) wartość P_{lt} nie powinna być większa niż 0,65,

c) wartość podczas zmiany napięcia nie powinna przekraczać 3,3% przez czas dłuższy niż 500 ms,

d) względna zmiana napięcia w stanie ustalonym $d(t) = \frac{\Delta U(t)}{U_n}$ nie powinna przekraczać 3,3% gdzie:

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

VIII.3.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu

VIII.3.2.2.1. W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznych 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 600 W lub mniejszej następującego rodzaju: komputer osobisty i monitory do nich, odbiorniki telewizyjne.

VIII.3.2.2.2. W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznych odbiorniki dzieli się wg następującej klasyfikacji:

a) Klasy A podano w Tablicy 1,

b) Klasy B podano w Tablicy 1,

c) Klasy C podano w Tablicy 2,

d) Klasy D podano w Tablicy 3.

Tabela 1 Dopuszczalne poziomy odbiorników klasy A

Rząd harmonicznej [n]	**Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A]**
Harmoniczne nieparzyste	
3	2,3
5	1,14
7	0,77
9	0,4
11	0,33
13	0,21
15 ≤ n ≤ 39	$0{,}15\frac{15}{n}$
Harmoniczne parzyste	

2	1,08
4	0,43
6	0,3
8 ≤ n ≤ 40	$0{,}23\frac{8}{n}$

Tabela 2 Dopuszczalne poziomy 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 ≤ n ≤ 39	$0{,}225\frac{15}{n}$
Harmoniczne parzyste	
2	1,62
4	0,645
6	0,45
8 ≤ n ≤ 40	$0{,}345\frac{8}{n}$

Tabela 3 Dopuszczalne poziomy odbiorników klasy C

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

Tabela 4 Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D

Rząd harmonicznej [n]	**Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, w przeliczeniu na Wat [130a/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
15 ≤ n ≤ 39	$\frac{3,85}{n}$	Patrz Tabela 1.

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

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

Tabela 5 Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu dla odbiorników klasy B, C, D o fazowym prądzie znamionowym > 16 A

Rząd harmonicznej [n]	**Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, wyrażony w % harmonicznej podstawowej prądu wejściowego [%]**
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, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej z sieci,

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

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

4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej 5-dniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:

a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,

b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,

c) wiadomości wysyłanych na adres poczty elektronicznej, jeżeli odbiorca udostępnił ten adres przedsiębiorstwu energetycznemu w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, lub w sposób określony w tych umowach.

5) informowanie na piśmie, lub w inny sposób określony w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, z co najmniej:

a) tygodniowym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym 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 równym 1 kV lub niższym, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,

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 aktualnej Taryfy OSDn,

8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w ppkt 9), które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,

9) na wniosek odbiorcy dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do Ustawy, albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, przez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do Ustawy, albo ustalonymi w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie OSDn,

10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie OSDn za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w aktach wykonawczych do Ustawy, albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej

11) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w ppkt 6) lub 9),

VIII.4.2. Reklamacje odbiorcy dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego są rozpatrywane na zasadach i w terminach określonych w pkt II.3.16.1.

VIII.4.3. Na żądanie odbiorcy OSDn dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do niej oraz pkt II.3.16.

Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi

A. Postanowienia wstępne

A.1. Uwarunkowania formalno-prawne

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

1) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, zwanej dalej „Ustawą" albo „ustawą Prawo energetyczne" (Dz. U. z 2026 r. poz. 43 z późn. zm.) oraz wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych,
2) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „Ustawą OZE" (Dz. U. z 2026 r. poz. 68 z późn. zm.),
3) ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, zwanej dalej „ustawą o rynku mocy", z późn. zm.,
4) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności", z późn. zm.,
5) rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, z późn. zm.,
6) ustawy z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta, zwanej dalej „ustawą o prawach konsumenta", z późn. zm.,
7) rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r. z późn. zmianami) - EB GL,
8) koncesji Neo Dystrybucji na dystrybucję energii elektrycznej nr DEE/381/41718/W/OWR/2018/JR, udzielonej na okres do dnia 31 grudnia 2030 r.,
9) decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DRE.WOSE.4711.17.14.2018.2019.ŁG z dnia 29 listopada 2019 r., wyznaczającej GEPOL Dystrybucja sp. z o.o. operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na okres od dnia 15 grudnia 2019 r. do dnia 31 grudnia 2030 r., zmienionej decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DRE.WOSE.4711.24.3.2023.JG z dnia 8 stycznia 2024 r. w związku ze zmianą firmy przedsiębiorcy na Neo Dystrybucja sp. z o.o.,
10) IRiESP,
11) IRiESP-OIRE, SWI i TSKB,
12) WDB,
13) Taryfy OSDn.

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

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

A.1.4. OSDn realizuje określone w Ustawie obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu, zarządzania ograniczeniami systemowymi i rynku mocy co do zasady za pośrednictwem OSDp, zgodnie z umowami zawartymi pomiędzy OSDn i OSDp, IRiESD OSDp, IRiESP oraz WDB.

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

A.1.6. Zgłaszanie i aktualizacja informacji o umowach sprzedaży oraz umowach kompleksowych, przypisywanie tych umów do PPE i ich zakończenie odbywają się za pośrednictwem OIRE i CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE, z uwzględnieniem postanowień przejściowych określonych w pkt A.9.2.

A.2. Zakres przedmiotowy i podmiotowy

A.2.1. IRiESD określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz realizacji umów sprzedaży lub umów kompleksowych zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez OSDn, a w szczególności:

a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,

b) zasady kodyfikacji podmiotów,

c) zasady zgłaszania, weryfikacji i realizacji informacji o umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz umowach kompleksowych za pośrednictwem OIRE i CSIRE,

d) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,

e) zasady współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rynku bilansującego, rynku mocy, usług IRP i IZP oraz usług bilansujących,

f) procedurę zmiany sprzedawcy,

g) zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego,

h) zasady opracowania, aktualizacji i udostępniania standardowych profili zużycia,

i) postępowanie reklamacyjne,

j) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,

k) zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców,

l) zasady sprzedaży rezerwowej,

m) zasady wymiany informacji w obszarze rynku detalicznego,

n) zasady współpracy dotyczące usługi IRP i usługi IZP,

o) istotne postanowienia umów o świadczenie usług dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami energii elektrycznej (GUD i GUD-K).

A.2.2. Obszar sieci, dla którego OSDp wykonuje obowiązki współpracy z OSP w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami, obejmuje także sieć dystrybucyjną OSDn w zakresie wynikającym z umów międzyoperatorskich, IRiESD OSDp, IRiESP i WDB.

A.2.3. Procedury bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi określone w IRiESD obowiązują:

a) OSDp,

b) OSDn oraz innych operatorów, których sieci są połączone bezpośrednio lub pośrednio z siecią OSDp,

c) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn,

d) sprzedawców, którzy mają zawarte GUD z OSDn,

e) sprzedawców, którzy mają zawarte GUD-K z OSDn,

f) sprzedawców pełniących na obszarze OSDn funkcję sprzedawcy rezerwowego,

g) POB_Z działających na obszarze OSDn,

h) DUB działających na obszarze OSDn,

i) podmioty pełniące, zgodnie z WDB, funkcje OH lub OHT i reprezentujące podmioty wymienione w lit. a) – i) – w przypadku, gdy ich działalność dotyczy obszaru OSDn.

A.3. Ogólne zasady funkcjonowania rynku bilansującego

A.3.1. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie RB jest OSP. Zasady funkcjonowania RB, w tym obszar RB, określają WDB. Na RB działają URB, którymi mogą być:

1) POB,

2) DUB.

URB może być jednocześnie POB i DUB.

POB może być podmiot, który ma zawartą umowę przesyłową z OSP i spełnia wymagania WDB. POB prowadzi rozliczenia z tytułu niezbilansowania. DUB może być podmiot spełniający wymagania określone w pkt A.11.

A.3.2. OSDn w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa umożliwia realizację:

a) umów sprzedaży, w tym umów sprzedaży rezerwowej – na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, tzw. Generalnej Umowy Dystrybucji (GUD) zawartej ze sprzedawcą oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z URD,

b) umów kompleksowych, w tym rezerwowych umów kompleksowych – na podstawie GUD-K, zawartej ze sprzedawcą,

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

A.3.3. OSDn nie jest uczestnikiem Rynku Bilansującego. W ramach obszaru RB wyróżnia się następujące miejsca bilansowania (MB):

a) fizyczne MB ($_F$MB) - jeżeli jest w nim realizowana fizyczna dostawa energii elektrycznej,

b) wirtualne MB ($_{W}$MB) – jeżeli jest w nim realizowana dostawa energii elektrycznej niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii elektrycznej.

A.3.4. $_{F}$MB mogą reprezentować dostawy energii elektrycznej realizowane:

a) bezpośrednio w tej lokalizacji sieci ($_{FZ}$MB), jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB, oraz

b) we fragmentach sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB, przyłączonych lub reprezentowanych w tej lokalizacji sieci ($_{FD}$MB). Ze względu na wartości atrybutów $_{FD}$MB występują następujące oznaczenia typów $_{FD}$MB:

- MB_{O}, MB_{W} - reprezentujące dostawy energii elektrycznej URD, których zasoby są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB,
- MBOSD - reprezentujące wymianę energii elektrycznej w sieci nieobjętej obszarem RB, na napięciu niższym niż 110 kV, pomiędzy obszarem sieci OSDn a siecią OSDp albo inną siecią dystrybucyjną, zgodnie z WDB;
- $_{AFD}$MB - reprezentujące dostawy energii elektrycznej zasobów URD, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB; obowiązują odpowiednio następujące oznaczenia typów $_{AFD}$MB: MB_{AO}, MB_{AW}, MB_{AH}, MB_{AZ}, MB_{AM}, MB_{AI}.

A.3.5. URD jest bilansowany handlowo na Rynku Bilansującym przez POBZ przypisany zgodnie z IRiESP-OIRE i WDB. POBZ dla URDO jest wskazywany przez sprzedawcę, natomiast URDW lub URDME może być obsługiwany przez sprzedawcę albo bezpośrednio przez POBZ, zgodnie z IRiESP-OIRE.

Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej do systemu oraz pobieranej z systemu, dla danego PPE dokonuje tylko jeden POB_{Z}.

A.3.6. Ustanowienie lub zmiana POB_{Z} odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E IRiESD.

A.3.7. OSDn publikuje na swojej stronie internetowej informację o sprzedawcy rezerwowym właściwym dla obszaru działania OSDn oraz odnośnik do warunków sprzedaży rezerwowej, zgodnie z Ustawą. OSDn publikuje również listy sprzedawców, z którymi zawarł GUD lub GUD-K, oraz wymagane wzorce i informacje dla użytkowników systemu.

A.3.8. OSDn zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

1) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł GUD,

2) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł GUD-K,

3) informacje o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej,

4) informacji o sprzedawcy zobowiązanym wskazanym w decyzji wydanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na obszarze działania,

5) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi, wytwórcami oraz ze sprzedawcami i POB_{Z}.

A.3.9. Świadczenie usług dystrybucji pomiędzy OSDp i OSDn w zakresie energii pobranej z sieci OSDp lub wprowadzonej do tej sieci przez OSDn odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy operatorami.

Warunki i zakres współpracy OSDp z OSDn, w tym w zakresie przekazywania danych pomiarowych, określają umowy zawarte pomiędzy operatorami, IRiESD OSDp i instrukcje współpracy ruchowej.

A.3.10. Wytwórca w mikroinstalacji jest URD_O zarówno w zakresie energii pobranej z sieci OSDn jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSDn, dla danego punktu poboru energii (PPE).

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

A.3.11. Wytwórca inny, niż o którym jest mowa w punkcie A.3.10. jest URD_W zarówno w zakresie energii pobranej z sieci OSDn jak i energii wprowadzonej do sieci OSDn, dla danego punktu poboru energii (PPE).

A.3.12. Sprzedawca przekazuje OIRE za pośrednictwem CSIRE informacje o zakończeniu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej oraz inne informacje wymagane dla realizacji procesów rynku energii, zgodnie z Ustawą i IRiESP-OIRE. OSDn realizuje wynikające z tych informacji czynności po otrzymaniu właściwych komunikatów z CSIRE.

A.3.13. Dostarczanie energii elektrycznej URD w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej.

Powyższe nie ma zastosowania do URD w gospodarstwie domowym:

a) posiadającego umowę sprzedaży zawartą w terminie do 23 lutego 2024 r., chyba że URD wystąpi do sprzedawcy o zawarcie umowy kompleksowej, a informacja o tej umowie zostanie przekazana do OIRE za pośrednictwem CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE, oraz

b) posiadającego umowę dystrybucji, która została zawarta w terminie do 23 lutego 2024 r.

A.4. Warunki realizacji umów sprzedaży oraz umów kompleksowych i uczestnictwa w procesie bilansowania

A.4.1. OSDn realizuje umowy sprzedaży energii elektrycznej oraz umowy kompleksowe dla URD po spełnieniu wymagań wynikających z Ustawy, IRiESP-OIRE, niniejszej IRiESD i właściwych umów.

A.4.2. Warunkiem rozpoczęcia albo kontynuowania realizacji sprzedaży energii elektrycznej lub usługi kompleksowej dla danego PPE jest w szczególności:

1) posiadanie przez właściwe podmioty wymaganych koncesji, wpisów do rejestrów lub innych uprawnień, jeżeli obowiązek ich posiadania wynika z przepisów prawa;

2) obowiązywanie dla PPE umowy sieciowej;

3) przypisanie w CSIRE do PPE właściwej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej i przekazanie OSDn odpowiedniej informacji przez OIRE;

4) przypisanie w CSIRE właściwego POBZ do sprzedawcy, URDW albo URDME, jeżeli jest wymagane;

5) spełnienie wymagań dotyczących bilansowania handlowego i konfiguracji rynku bilansującego, wynikających z WDB i umów właściwych dla POBZ.

A.4.3. Do jednego PPE może być przypisana w CSIRE jedna umowa sieciowa: umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa. Zmiana rodzaju umowy sieciowej jest realizowana zgodnie z IRiESP-OIRE.

A.4.4. Umowa dystrybucji zawierana pomiędzy OSDn i URD określa co najmniej: strony i przedmiot umowy, PPE i miejsce dostarczania energii, parametry świadczenia usług dystrybucji, grupę taryfową, zasady pomiarów i rozliczeń, odpowiedzialność stron, zasady wstrzymania i wznowienia dostarczania energii oraz warunki zmiany i rozwiązania umowy.

A.4.5. W przypadku URD obsługiwanego przez sprzedawcę informacja o sprzedawcy i POBZ wynika z danych przekazanych przez OIRE za pośrednictwem CSIRE. Dla URDW lub URDME obsługiwanego bezpośrednio przez POBZ przypisanie POBZ jest dokonywane zgodnie z IRiESP-OIRE.

A.4.6. Podmiot może pełnić funkcję POBZ dla zasobów przyłączonych do sieci OSDn, jeżeli spełnia wymagania WDB, posiada właściwe umowy z OSP i - w zakresie wymaganym dla współpracy z siecią OSDn - z OSDn lub OSDp, oraz został prawidłowo przypisany w CSIRE.

A.4.7. Umowa zawierana przez OSDn z POBZ określa w szczególności: identyfikatory uczestników rynku, zasady przypisywania i zmiany POBZ, zakres danych pomiarowych, zasady przekazywania informacji nieobjętych CSIRE, odpowiedzialność stron oraz skutki zawieszenia albo zakończenia działalności POBZ na rynku bilansującym.

A.4.8. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania OSDn zawiera z OSDn jedną GUD. GUD reguluje zasady współpracy OSDn i sprzedawcy dla wszystkich PPE objętych sprzedażą na podstawie umów sprzedaży.

A.4.9. GUD określa co najmniej:

1) warunki realizacji umów sprzedaży oraz zasady współpracy z OIRE i korzystania z CSIRE;

2) wskazanie POBZ i zasady jego zmiany;

3) zasady przekazywania informacji nieobjętych procesami IRiESP-OIRE;

4) zasady udostępniania danych pomiarowych, wstrzymania i wznowienia dostarczania energii oraz sprzedaży rezerwowej;

5) odpowiedzialność stron, reklamacje, poufność, ochronę informacji oraz warunki zmiany i rozwiązania GUD.

A.4.10. Podmiot zamierzający świadczyć URD usługę kompleksową na obszarze działania OSDn zawiera z OSDn jedną GUD-K. GUD-K reguluje świadczenie przez OSDn usług dystrybucji na rzecz URD objętych umowami kompleksowymi zawartymi ze sprzedawcą.

A.4.11. GUD-K określa co najmniej:

1) zasady realizacji umów kompleksowych oraz współpracy z OIRE i korzystania z CSIRE;

2) wskazanie POBZ i zasady jego zmiany;

3) zasady rozliczeń pomiędzy OSDn i sprzedawcą, w tym zabezpieczenia wykonania zobowiązań;

4) zasady udostępniania danych pomiarowych, wstrzymania i wznowienia dostarczania energii oraz sprzedaży rezerwowej;

5) zasady przekazywania informacji nieobjętych procesami IRiESP-OIRE, odpowiedzialność stron, reklamacje, poufność oraz warunki zmiany i rozwiązania GUD-K.

A.4.12. Warunkiem realizacji procesów rynku energii przez CSIRE jest obowiązywanie Umowy CSIRE pomiędzy OSDn i OIRE oraz - w zakresie wymaganym prawem - pomiędzy sprzedawcą lub innym użytkownikiem profesjonalnym i OIRE.

A.4.13. W celu wykonywania obowiązków wymagających współpracy z OSP, OSDn zawiera z TAURON Dystrybucja S.A. jako OSDp właściwe umowy operatorskie. Umowy te określają w szczególności:

1) podział obowiązków OSDn i OSDp;

2) zasady przekazywania danych pomiarowych, strukturalnych, planistycznych i danych czasu rzeczywistego;

3) zasady współpracy na potrzeby rynku bilansującego, rynku mocy, usług IRP i IZP oraz usług bilansujących;

4) zasady współpracy ruchowej, postępowania awaryjnego i zarządzania ograniczeniami;

5) zakres stosowania IRiESD OSDp, WDB i innych dokumentów właściwych dla relacji operatorskiej.

A.4.14. Istotne postanowienia GUD i GUD-K zawiera Załącznik nr 2 do IRiESD.

A.4.15. Podmiot zamierzający pełnić funkcję DUB przy wykorzystaniu zasobów przyłączonych do sieci OSDn spełnia wymagania WDB oraz zawiera wymagane umowy z OSP, OSDp i OSDn, stosownie do modelu świadczenia usług bilansujących.

A.4.16. Umowa OSDn z DUB określa w szczególności identyfikatory DUB, wykaz lub sposób identyfikacji zasobów, zasady przekazywania danych, zakres sterowalności i obserwowalności zasobów, odpowiedzialność stron oraz skutki zawieszenia albo zakończenia działalności DUB na rynku bilansującym.

A.4.17. Postanowienia dotyczące CSIRE stosuje się od dnia uruchomienia produkcyjnego realizacji właściwych procesów przez OSDn. Do tego dnia, a także dla danych i korekt dotyczących okresów wcześniejszych, stosuje się zasady określone w pkt A.9.

A.5. Zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych

A.5.1. Punkt Poboru Energii (PPE) jest najmniejszą jednostką, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy.

A.5.2. Kod PPE jest oznaczeniem w formacie zgodnym z międzynarodowym standardem GS1/GSRN, o następującej postaci:

(590)(XXXXXXXX)(S1S2S3S4S5S6S7S8S9S10)(K)

gdzie:

590 - prefiks dla polskiej organizacji GS1

XXXXXXXX - numer OSDn nadawany przez polską organizację GS1

S1S2S3S4S5S6S7S8S9S10 - unikalna liczba nadana przez OSDn dla danego PPE

K – cyfra kontrolna wyznaczona zgodnie z algorytmem publikowanym przez organizację GS1

W przypadku drukowania kodu PPE w postaci kodu kreskowego będzie on poprzedzony prefiksem 8018, oznaczającym, że kod ten dotyczy PPE.

A.5.3. Punkt Poboru Energii (PPE) jest oznaczany przez kod PPE, przy czym dany kod identyfikuje tylko jeden PPE.

A.5.4. Kod PPE jest nadawany przez OSDn po zgłoszeniu gotowości przyłącza lub instalacji do przyłączenia do sieci OSDn, a przed zawarciem przez URD umowy, na podstawie której energia elektryczna ma być dostarczana do PPE lub odbierana z PPE.

A.5.5. O planowanej dacie wejścia w życie nowego formatu kodów PPE OSDn poinformuje sprzedawców co najmniej z 180 dniowym wyprzedzeniem. Po tym terminie w komunikacji z OSDn będą stosowane wyłącznie nowe kody PPE, w formacie określonym w pkt A.5.2., w tym również w zakresie spraw rozpoczętych, a nie zakończonych przed terminem o którym mowa w zdaniu pierwszym.

Wraz z ww. informacją OSDn udostępni sprzedawcom tabele przenumerowania kodów PPE, w formie elektronicznej umożliwiającej kopiowanie danych. Tabela przenumerowania będzie zawierała informację o starym i nowym kodzie PPE.

A.5.6. Zmiana kodów PPE nadanych przez OSDn nie wymaga zmiany umów na podstawie których dostarczana jest energia elektryczna do PPE.

A.5.7. Poinformowanie URD o zmianie kodu PPE następuje zgodnie z IRiESP-OIRE, jeżeli właściwy proces jest realizowany za pośrednictwem CSIRE, a w pozostałym zakresie w sposób określony przez OSDn, umożliwiający utrwalenie przekazanej informacji.

A.5.8. Zasady nadawania kodów PPE:

a) wszystkie punkty poboru energii otrzymują kod PPE,

b) kod PPE jest nadawany w momencie, o którym mowa w pkt A.5.4. z zastrzeżeniem pkt A.5.5.,

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

- „pobieranie", „wprowadzenie" lub „pobieranie i wprowadzanie" produktu energetycznego (energii, usług dystrybucyjnych, mocy, itp.) do lub z sieci OSDn przez URD_O, URD_W lub URD_{ME} oraz
- pomiar tej wielkości przez układ pomiarowo-rozliczeniowy lub jej wyznaczanie na potrzeby rozliczeń.

d) dla punktów w sieci lub instalacji wewnętrznej URD, które są podrzędne do PPE, OSDn nie nadaje odrębnego kodu PPE,

e) likwidacja kodu PPE następuje tylko w przypadku fizycznej likwidacji przyłącza lub przyłączonego obiektu. Likwidacja kodu PPE oznacza zmianę fizycznego statusu PPE na „odłączony", a tym samym nie ma powtórnego nadawania tych samych kodów PPE,

f) zmiany własnościowe obiektu, zmiana adresu (np. nazwy ulicy), nadanie adresu dla punktu identyfikowanego np. nr działki, zmiana parametrów technicznych PPE (np. zmiana mocy przyłączeniowej), itp. nie powodują zmiany kodu PPE,

g) zmiana typu umowy sieciowej (umowa kompleksowa, umowa o świadczenie usług dystrybucji) lub jej przeniesienie do innego systemu informatycznego nie powodują zmiany kodu PPE,

h) dla punktu w sieci, w którym występuje pobieranie i wprowadzenie, nadaje się jeden kod PPE.

A.5.9. Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PPE:

1) jeżeli w układzie pomiarowo-rozliczeniowym występują oprócz podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego inne układy (np. rezerwowy) to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,

2) jeżeli w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego wchodzą liczniki energii czynnej, biernej indukcyjnej, biernej pojemnościowej, itp. to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,

3) w budynkach wielolokalowych każdy PPE, posiada odrębny kod PPE,

4) w przypadku, gdy pod jednym adresem pocztowym istnieje kilka punktów poboru energii, to każdy z nich posiada odrębny kod PPE,

5) kod PPE nie ulega zmianie w przypadku przyłączenia do sieci mikroinstalacji.

A.6. Zasady współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych i danych systemowych

A.6.1. OSDn pełni funkcję administratora danych pomiarowych dla punktów pomiarowych zlokalizowanych w jego sieci dystrybucyjnej, w zakresie wynikającym z przepisów prawa, IRiESP-OIRE, WDB i właściwych umów.

A.6.2. OSDn pozyskuje, wyznacza, weryfikuje i koryguje dane pomiarowe oraz przekazuje je odpowiednim podmiotom z rozróżnieniem ich przeznaczenia:

1) informacje rynku energii i dane pomiarowe rynku detalicznego - do OIRE za pośrednictwem CSIRE;

2) dane na potrzeby rynku bilansującego, rynku mocy, usług IRP i IZP, usług bilansujących oraz bezpieczeństwa pracy KSE - do OSDp, który realizuje dalszą wymianę z OSP;

3) dane wymagane do realizacji procesów technicznych i rozliczeń międzyoperatorskich - do OSDp na zasadach określonych w umowach operatorskich.

A.6.3. Podstawą współpracy OSDn z OSDp są umowy zawarte pomiędzy Neo Dystrybucją sp. z o.o. a TAURON Dystrybucja S.A., IRiESD OSDp, WDB, IRiESP oraz instrukcje współpracy ruchowej.

A.6.4. Zakres przekazywanych danych może obejmować w szczególności:

1) dane pomiarowe energii czynnej i biernej oraz profile obciążenia;

2) dane zagregowane dla obszaru OSDn, POBZ, sprzedawców, URD, zasobów i jednostek bilansowych;

3) dane dotyczące zasobów świadczących usługi IRP, IZP lub usługi bilansujące;

4) dane na potrzeby rynku mocy;

5) dane strukturalne, planistyczne i dane czasu rzeczywistego niezbędne do bezpiecznej pracy sieci OSDn, OSDp i KSE.

A.6.5. Dane są przekazywane w formatach, terminach i kanałami określonymi w przepisach prawa, WDB, IRiESP, IRiESD OSDp, umowach operatorskich lub innych wiążących standardach.

A.6.6. Jeżeli dane rzeczywiste nie mogą zostać pozyskane albo zostały uznane za błędne, OSDn wyznacza odpowiednio zastępcze albo skorygowane dane pomiarowe zgodnie z pkt C i przekazuje korekty do OIRE lub OSDp stosownie do przeznaczenia danych.

A.6.7. Konfiguracja podmiotowa i obiektowa dla potrzeb rynku detalicznego, w tym przypisanie umowy i POBZ do PPE, wynika z informacji przetwarzanych w CSIRE. Konfiguracja na potrzeby rynku bilansującego jest uzgadniana z OSDp zgodnie z WDB i umowami operatorskimi.

A.6.8. OSDn nie przekazuje bezpośrednio do OSP danych, których przekazanie zgodnie z obowiązującym modelem należy do OSDp, chyba że obowiązek bezpośredniego przekazania wynika z przepisu prawa, WDB, IRiESP albo odrębnego uzgodnienia operatorskiego.

A.6.9. Zawieszenie albo zakończenie działalności POBZ lub DUB jest uwzględniane w konfiguracji danych po otrzymaniu właściwej informacji z CSIRE, od OSDp albo OSP, zgodnie z procesem właściwym dla danego przypadku.

A.6.10. OSDn i OSDp zapewniają ochronę przekazywanych danych oraz dostęp do nich wyłącznie podmiotom uprawnionym, zgodnie z przepisami prawa, IRiESP-OIRE, WDB i zawartymi umowami.

A.7. Zasady sprzedaży rezerwowej

A.7.1. Jeżeli do CSIRE nie została przekazana przez sprzedawcę informacja o zawarciu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej dla danego PPE URD przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDn, OIRE niezwłocznie informuje o tym sprzedawcę rezerwowego właściwego dla obszaru działania OSDn.

A.7.2. Sprzedaż rezerwowa dla URD jest uruchamiana z chwilą poinformowania przez OIRE, za pośrednictwem CSIRE, sprzedawcy rezerwowego o potrzebie uruchomienia sprzedaży rezerwowej oraz przypisania tego sprzedawcy do PPE w CSIRE w ramach umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej.

A.7.3. OSDn realizuje na rzecz URD usługę dystrybucji związaną ze sprzedażą rezerwową po otrzymaniu od OIRE, za pośrednictwem CSIRE, powiadomienia o nowej umowie oraz - jeżeli jest wymagane w danym procesie - powiadomienia o potrzebie przekazania danych pomiarowych.

A.7.4. Sprzedaż rezerwowa nie jest uruchamiana w szczególności, gdy:

1) URD pobiera energię elektryczną z wykorzystaniem przedpłatowej formy rozliczeń, o której mowa w art. 11t ust. 12 Ustawy;

2) dostarczanie energii elektrycznej do URD zostało wstrzymane z przyczyn określonych w art. 6a ust. 3 albo art. 6b ust. 1 lub 2 Ustawy;

3) umowa dystrybucji wygasła albo została rozwiązana, a URD nie zawarł nowej umowy dystrybucji;

4) umowa sprzedaży rezerwowej albo umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej wygasła albo została rozwiązana, a URD nie zawarł nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, z wyjątkiem przypadków zmiany sprzedawcy rezerwowego wynikającej ze zmiany sprzedawcy zobowiązanego;

5) na dzień poprzedzający zawarcie umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej URD był już objęty sprzedażą rezerwową;

6) dla danego PPE, na dzień poprzedzający weryfikację informacji, o której mowa w pkt A.7.1, nie była realizowana umowa sprzedaży ani umowa kompleksowa.

A.7.5. Sprzedawca rezerwowy powiadamia OIRE, za pośrednictwem CSIRE, o zakończeniu umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej, zgodnie z pkt D.1.7.

A.7.6. OSDn przekazuje do CSIRE dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD w zakresie i terminach wynikających z Ustawy oraz IRiESP-OIRE.

A.7.7. W przypadku zakończenia obowiązywania umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej i nieotrzymania przez OSDn z CSIRE powiadomienia o nowej umowie, OSDn zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD w przypadkach i na zasadach określonych w Ustawie, z uwzględnieniem art. 6a i art. 6b Ustawy.

A.7.8. W przypadku, gdy umowa sprzedaży rezerwowej albo umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a OSDn nie otrzymał z CSIRE powiadomienia o nowej umowie sprzedaży albo umowie kompleksowej, OSDn zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD na zasadach określonych w Ustawie.

A.7.9. OSDn zaprzestaje realizacji usługi dystrybucji związanej ze sprzedażą rezerwową z dniem wskazanym w otrzymanym z CSIRE powiadomieniu o nowej umowie sprzedaży albo umowie kompleksowej zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

A.7.10. Jeżeli w związku z uruchomieniem sprzedaży rezerwowej OIRE zmieni w CSIRE okres rozliczeniowy dla PPE URD na okres jednomiesięczny, okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych w umowie dystrybucji ulega odpowiedniej zmianie, jeżeli dotychczas był dłuższy.

A.8. Zasady wymiany informacji

A.8.1. Wymiana informacji rynku energii pomiędzy OSDn i sprzedawcami oraz pomiędzy OSDn i OIRE odbywa się za pośrednictwem CSIRE, zgodnie z IRiESP-OIRE i standardami wymiany informacji obowiązującymi dla CSIRE.

A.8.2. Wymiana informacji rynku energii, w tym korekt, dotyczących okresu poprzedzającego uruchomienie produkcyjne realizacji procesów CSIRE przez OSDn odbywa się:

1) za pośrednictwem CSIRE - jeżeli dany proces lub korekta są objęte IRiESP-OIRE;

2) z pominięciem CSIRE - jeżeli dany proces lub korekta nie są objęte IRiESP-OIRE, na zasadach określonych w GUD, GUD-K, umowach dystrybucji albo innych właściwych uzgodnieniach.

A.8.3. Informacje nieobjęte procesami IRiESP-OIRE, których przekazanie jest niezbędne do realizacji umów lub obowiązków operatorskich, są wymieniane w sposób określony w GUD, GUD-K, umowach zawartych przez OSDn lub instrukcjach współpracy ruchowej.

A.8.4. Zgłoszenia i powiadomienia dotyczące procesów rynku energii objętych IRiESP-OIRE, skierowane bezpośrednio do OSDn po uruchomieniu produkcyjnym tych procesów w CSIRE, nie są realizowane poza CSIRE. Podmiot przekazujący takie zgłoszenie jest zobowiązany zastosować właściwy proces CSIRE.

A.8.5. OSDn nie ponosi odpowiedzialności za nieprawidłowe funkcjonowanie CSIRE ani za przetwarzanie informacji przez OIRE, jeżeli nieprawidłowość nie wynika z działania lub zaniechania OSDn. Postępowanie w przypadku niedostępności CSIRE odbywa się zgodnie z IRiESP-OIRE i standardami obowiązującymi dla CSIRE.

A.8.6. Wymiana danych strukturalnych, planistycznych oraz danych czasu rzeczywistego wymaganych na potrzeby pracy KSE odbywa się pomiędzy OSDn i OSDp zgodnie z WDB, IRiESD OSDp, umowami

międzyoperatorskimi i instrukcjami współpracy ruchowej. OSDp realizuje dalszą wymianę tych danych z OSP w zakresie wynikającym z właściwych dokumentów.

A.8.7. Wymiana informacji pomiędzy OSDn i OSDp, w tym danych pomiarowych, danych dla rynku bilansującego, rynku mocy, usług IRP i IZP oraz usług bilansujących, odbywa się na zasadach określonych w rozdziałach A.6, A.10 i A.11 oraz w umowach zawartych pomiędzy operatorami.

A.8.8. Dedykowany system informatyczny OSDn, poczta elektroniczna ani lokalny formularz nie stanowią automatycznie systemu zastępczego dla CSIRE. Zastosowanie kanału innego niż CSIRE jest dopuszczalne wyłącznie w zakresie i na zasadach wynikających z IRiESP-OIRE, standardów CSIRE albo właściwych umów dla informacji nieobjętych procesami CSIRE.

A.9. Zasady współpracy dotyczące usługi IRP i usługi IZP

A.9.1. Postanowienia ogólne

A.9.2. OSDn realizuje zadania dotyczące kwalifikacji, certyfikacji, wymiany danych i wykorzystania zasobów przyłączonych do jego sieci we współpracy z OSDp. OSDp wykonuje dalsze czynności wobec OSP, chyba że WDB, IRiESP albo TCM nakładają na OSDn obowiązek działania bezpośredniego.

A.9.2.1. Usługa IRP lub usługa IZP jest świadczona na rzecz OSP przez podmioty dysponujące sterowanymi odbiorami energii, zapewniające OSP dostęp do szybkiej interwencyjnej dostawy mocy czynnej w zakresie redukcji lub zwiększenia przez odbiorców wielkości pobieranej mocy z sieci dystrybucyjnej OSDn.

A.9.2.2. Usługa IRP polega na redukcji przez sterowany odbiór energii elektrycznej, na polecenie OSP, wielkości pobieranej z sieci mocy.

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

W przypadku ORed z generacją wewnętrzną:

1) usługa IRP może również obejmować wprowadzanie mocy do sieci,

2) usługa IZP może również obejmować redukcję wprowadzania mocy do sieci.

A.9.2.3. Usługa IRP i usługa IZP może być świadczona za pomocą ORed posiadających Certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny", uzyskane na zasadach określonych w pkt A.10.2.

Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa IRiESP.

A.9.2.4. OSP nie korzysta z usługi IRP lub usługi IZP w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej powyżej 11 stopnia zasilania, poczynając od godziny, od której obowiązują te stopnie zasilania, z wyjątkiem przypadku gdy polecenie redukcji zostało wydane przed ogłoszeniem komunikatu OSP o obowiązujących w danym okresie stopniach zasilania.

A.9.3. Certyfikacja ORed

A.9.3.1. Postanowienia ogólne

A.9.3.1.1. Certyfikowaniu nie podlegają ORed odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

A.9.3.1.2. ORed jest to obiekt przyłączony do sieci dystrybucyjnej, będący w posiadaniu jednego odbiorcy w ORed, który składa się z jednego lub więcej PPE spełniających następujące kryteria:

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

2) posiadają zainstalowane układy pomiarowo-rozliczeniowe:

   a. spełniające wymagania techniczne określone w IRiESD odpowiednio OSDp lub OSDn, jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy,

   b. które - w przypadku ORed przyłączonych do sieci OSDp - posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych, umożliwiają ich pozyskanie do LSPR OSDp oraz przekazywanie do OSP w trybie dobowym przez system WIRE,

   c. które - w przypadku ORed przyłączonych do sieci OSDn - posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwiają ich przekazywanie OSDp w trybie dobowym przez system wskazany przez OSDp, a następnie przekazywanie przez OSDp do OSP przez system WIRE.

A.9.3.1.3. W przypadku, gdy układ zasilania ORed składa się z wielu PPE, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana jako suma dostaw energii elektrycznej dla tych PPE.

Powyższe nie dotyczy przypadku, gdy do sieci OSDn będącego odbiorcą świadczącym usługę IRP lub usługę IZP są przyłączone inne podmioty posiadające Certyfikat dla ORed. W takim przypadku ilość dostaw energii elektrycznej dla ORed odbiorcy będącego OSDn jest pomniejszana o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed innych podmiotów przyłączonych do sieci tego OSDn.

A.9.3.1.4. Proces certyfikacji ORed przyłączonego do sieci OSDn prowadzi OSDn we współpracy z OSDp, zgodnie z WDB i zasadami określonymi poniżej.

1) OSDn weryfikuje spełnienie kryteriów przez ORed i przygotowuje Certyfikat dla ORed, natomiast OSDp wykonuje czynności wymagane wobec OSP oraz w systemach OSP.

Jeżeli ORed jest przyłączony do sieci więcej niż jednego operatora, operatorzy uzgadniają podmiot prowadzący proces certyfikacji i zakres danych przekazywanych przez każdego z nich, z zachowaniem zasad WDB.

Certyfikat dla ORed przyłączonego wyłącznie do sieci OSDn wystawia OSDn według wzoru określonego przez OSP i przekazuje go OSDp wraz z wymaganymi oświadczeniami i pełnomocnictwami. OSDp rejestruje Certyfikat dla ORed w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze IRP i usłudze IZP, nadaje mu wymagane identyfikatory oraz realizuje w tym systemie czynności aktualizacji, zmiany statusu lub wygaszenia certyfikatu zgodnie z WDB.

OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełniania przez ORed kryteriów określonych w pkt A.10.3.1.2.

A.9.3.1.5. Procesem certyfikacji przeprowadzanym przez właściwego operatora systemu:

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

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.

A.9.3.1.6. W przypadku, o którym mowa w pkt A.10.3.1.5. ppkt 1), proces certyfikacji przeprowadzany jest:

1) w trybie podstawowym, w oparciu o będące w posiadaniu tego operatora zasoby danych i informacje dotyczące odbiorców przyłączonych do jego sieci, lub

2) w trybie dodatkowym, na wniosek Odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego.

A.9.3.1.7. W przypadku, o którym mowa w pkt A.10.3.1.5. ppkt 2), proces certyfikacji przeprowadzany jest wyłącznie w trybie dodatkowym (na wniosek odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego).

A.9.3.2. Certyfikacja w trybie podstawowym

A.9.3.2.1. Certyfikacja w trybie podstawowym, o której mowa w pkt A.10.3.1.6. ppkt 1), dokonywana jest na poniższych zasadach.

A.9.3.2.2. OSDp oraz OSDn jako podmioty zobowiązane do przeprowadzenia procesu certyfikacji wszystkich ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizują ten proces w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia, od którego:

1) odbiorca w ORed został przyłączony do sieci i podlega ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.3.1.5. ppkt 1), lub

2) odbiorca w ORed zaczyna podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.3.1.5. ppkt 1), lub

3) odpowiednio OSDp albo OSDn pozyska informację wskazującą, że przyczyna niewydania Certyfikatu dla ORed została usunięta (w takim przypadku właściwy operator systemu ponawia proces certyfikacji w trybie podstawowym).

Postanowienia pkt 1) – 3) określają przypadki certyfikacji pojedynczych ORed, dla których nie został wydany Certyfikat dla ORed.

A.9.3.2.3. Certyfikacja obejmuje weryfikację kryteriów określonych w pkt A.10.3.1.2.

A.9.3.2.4. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.3.2.3., jest pozytywny, to odpowiednio OSDp albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed. W przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio OSDp albo OSDn informuje odbiorcę w ORed o przyczynie niewydania tego certyfikatu.

A.9.3.2.5. Jeżeli przyczyną niewydania Certyfikatu dla ORed jest negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.3.1.2. ppkt 2), nie powoduje to obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSDp albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.9.3.2.6. Nie skutkuje wygaszeniem Certyfikatu dla ORed sytuacja, w której odbiorca, któremu wydano taki certyfikat przestaje, niezależnie od przyczyny, podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.3.1.5. ppkt 1).

A.9.3.3. Certyfikacja w trybie dodatkowym

A.9.3.3.1. Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt A.10.3.1.6. ppkt 2) i pkt A.10.3.1.7. dokonywana jest na poniższych zasadach.

A.9.3.3.2. Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:

1) OSDp – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej OSDp,

2) OSDn – jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSDn. Jeśli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej kilku OSDp lub kilku OSDn, wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, składany jest odpowiednio dla miejsca przyłączenia, do wybranego przez siebie jednego OSDp lub OSDn.

A.9.3.3.3. Wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:

1) dane identyfikacyjne odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa odbiorca w ORed, NIP lub PESEL) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres poczty elektronicznej 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 poczty elektronicznej na potrzeby komunikacji w sprawie wniosku) – w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez odbiorcę w ORed,

3) dane ORed (nazwa, adres lokalizacji),

4) wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSDp, zgodnie z kodyfikacją danego OSDp, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt A.10.3.1.2.,

5) atrybut ORed (ORed O – obiekt odbiorczy, ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), wskazujący czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym czy obiektem posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są odbiorcy w ORed usługi dystrybucji,

6) oświadczenia odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:

   a. o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci dystrybucyjnej OSDp),

   b. o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),

   c. o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich ORed upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę IRP lub usługę IZP),

   d. o zgodzie na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed (nazwa, adres lokalizacji),

   e. o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym został złożony wniosek o wydanie Certyfikatu dla

ORed, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),

f. o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,

g. o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,

h. o zgodzie na publikację na stronie internetowej OSP informacji o uzyskaniu przez odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed (zgoda nieobowiązkowa),

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

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

Odbiorca w ORed przyłączony do sieci OSDn lub upoważniony przez niego podmiot, składa do OSDn wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed wyłącznie w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym albo w formie dokumentowej w postaci skanu wniosku podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji odbiorcy w ORed wraz z plikiem edytowalnym tego wniosku. Wniosek składany jest na wskazany przez OSDn adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSDp.

Na każde żądanie OSDn, odbiorca w ORed dostarczy OSDn w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopię wniosku poświadczoną przez upoważnionego przedstawiciela odbiorcy w ORed.

A.9.3.3.4. Certyfikacja obejmuje weryfikację:

1) kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,

2) poprawności kodów PPE wskazanych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,

3) kompletności układu zasilania ORed wskazanego we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, w oparciu o podane przez wnioskodawcę PPE,

4) spełniania kryteriów, o których mowa w pkt A.10.3.1.2.

A.9.3.3.5. Negatywny wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.3.3.4., skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. W tym przypadku odpowiednio OSDp albo OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

A.9.3.3.6. Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.3.1.2. ppkt 2) nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSDp albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.9.3.3.7. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.3.3.4., jest pozytywny, to odpowiednio OSDp albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed.

A.9.3.3.8. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSDn, dany OSDn – w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania wniosku – dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.3.3.4., i przekazuje Certyfikat dla ORed zgodnie z pkt A.10.3.1.4. do upoważnionego OSDp.

OSDn przekazuje Certyfikat dla ORed do OSDp wyłącznie w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym albo w formie dokumentowej w postaci skanu Certyfikatu dla ORed podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSDn wraz z plikiem edytowalnym tego certyfikatu. Dodatkowo OSDn przekazuje skan pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt A.10.3.1.4. Certyfikat dla ORed przekazywany jest na wskazany przez OSDp adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSDp.

Na każde żądanie OSDp, OSDn dostarczy do OSDp w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały Certyfikatu dla ORed i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt A.10.3.3.3. ppkt 7), albo kopie tych dokumentów poświadczone przez upoważnionego przedstawiciela OSDn.

OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed kryteriów określonych w pkt A.10.3.1.2.

A.9.3.3.9. Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia złożenia kompletnego wniosku do odpowiednio OSDp albo OSDn. W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSDn, OSDn przekazuje ten certyfikat do OSDp w celu jego rejestracji w systemie IP DSR, najpóźniej do 7. dnia kalendarzowego przed upływem terminu wydania certyfikatu.

A.9.3.4. Certyfikat dla ORed

A.9.3.4.1. Certyfikat dla ORed zawiera:

1) numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt A.10.3.1.4.,
2) lokalizację sieciową ORed – przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej,
3) dane ORed (nazwa, adres) i dane identyfikacyjne odbiorcy w ORed, z zastrzeżeniem pkt A.10.3.4.5. zdanie trzecie,
4) wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE OSDp (kody PPE nadaje OSDp właściwy dla miejsca przyłączenia ORed), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie jakiego odpowiednio OSDp i OSDn zlokalizowany jest dany PPE),
5) datę, od której obowiązuje Certyfikat dla ORed,
6) podmiot wydający Certyfikat dla ORed,
7) typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), pod warunkiem złożenia przez odbiorcę w ORed oświadczenia, o którym mowa w pkt A.10.3.4.4. ppkt 3) lit. a),
8) informację, czy odbiorca w ORed jest OSDn.

A.9.3.4.2. Po pozytywnym zakończeniu procesu weryfikacji, o którym mowa w pkt A.10.3.2.3 i A.10.3.3.4, OSDp albo OSDn upoważniony przez OSDp rejestruje Certyfikat ORed w systemie IP DSR. System nadaje unikalny identyfikator ORed i numer Certyfikatu, a operator wydający Certyfikat informuje odbiorcę w ORed albo podmiot przez niego upoważniony za pośrednictwem systemu IP DSR.

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

A.9.3.4.3. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie dodatkowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed aktywny”.

A.9.3.4.4. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie podstawowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed nieaktywny”. W celu uzyskania statusu „ORed aktywny”, wymagane jest dostarczenie do OSDp dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, następujących zgód i oświadczeń odbiorcy w ORed:

1) zgód na przekazywanie danych pomiarowych przez:
   a. OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci dystrybucyjnej OSDp),
   b. OSDn do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),
   c. OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę IRP lub usługę IZP),
2) zgody na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed i danych identyfikacyjnych odbiorcy w ORed,
3) oświadczenia:
   a. wskazującego na typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), tj. czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym, czy posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są odbiorcy w ORed usługi dystrybucji,
   b. o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym zostało złożone niniejsze oświadczenie, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
   c. o kompletności układu zasilania ORed wskazanego w wydanym Certyfikacie dla ORed i o poprawności danych zawartych w tym certyfikacie,
   d. wskazującego adres poczty elektronicznej na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed,
   e. o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSDp albo OSDn w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany.

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

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

A.9.3.4.5. Zgody, o których mowa w pkt A.10.3.4.4. ppkt 1) i 2), są wymagane jedynie w przypadku, gdy właściwy operator systemu nie jest upoważniony na mocy klauzul umownych lub IRiESD, do realizacji działań wynikających z tych zgód. W przypadku braku zgód i oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.3.4.4., ORed w systemie IP DSR otrzymuje status „ORed nieaktywny”.

Brak zgody, o której mowa w pkt A.10.3.4.4. ppkt 2), skutkuje wprowadzeniem do systemu IP DSR zanonimizowanego Certyfikatu dla ORed, tj. z pominięciem danych ORed i danych identyfikacyjnych odbiorcy w ORed.

Zmiana w systemie IP DSR statusu ORed z „ORed nieaktywny" na „ORed aktywny" następuje niezwłocznie po otrzymaniu przez OSDp dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.3.4.4.

A.9.3.4.6. OSP publikuje na swojej stronie internetowej informację o posiadaniu przez odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed, jeżeli operator systemu dokonujący rejestracji Certyfikatu dla ORed wprowadzi do systemu IP DSR informację, że odbiorca w ORed wyraził zgodę na taką publikację.

A.9.3.4.7. OSDp albo OSDn upoważniony przez OSDp niezwłocznie wygasza Certyfikat ORed w przypadku:

1) pozyskania informacji wskazujących, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt A.10.3.1.2.; OSDn przekazuje informację w tym zakresie do OSDp, który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie IP DSR,

2) wstrzymania świadczenia usług dystrybucji odbiorcy w ORed lub rozwiązania z tym odbiorcą umowy, na podstawie której świadczone są odbiorcy w ORed usługi dystrybucji.

Odpowiednio OSDp albo OSDn informuje odbiorcę w ORed, o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed. Informacja zawiera wskazanie przyczyny i daty wygaszenia Certyfikatu dla ORed. Informacja w tym zakresie jest przekazywana automatycznie za pośrednictwem systemu IP DSR.

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

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

A.9.3.4.8. W przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie ORed ze statusem „ORed aktywny", w szczególności zmiany zakresu PPE tworzących kompletny układ zasilania ORed, odbiorca składa wniosek o aktualizację do operatora, który wydał Certyfikat. Jeżeli zmiana nie narusza kryteriów określonych w pkt A.10.3.1.2, Certyfikat w systemie IP DSR aktualizuje OSDp albo OSDn upoważniony przez OSDp.

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 OSDp celem aktualizacji tego certyfikatu w systemie IP DSR.

Wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed rozpatrywany jest na zasadach analogicznych jak w procesie certyfikacji w trybie dodatkowym. Aktualizacja Certyfikatu dla ORed powoduje wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed w dacie wydania nowego certyfikatu dla tego ORed.

A.9.3.4.9. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, wzór wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed, wzór Certyfikatu dla ORed oraz wzory oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.3.4.4 i A.10.3.4.6., określa OSP i publikuje na stronie internetowej OSP.

A.9.3.4.10. OSDp i OSDn, każdy na swojej stronie internetowej zamieszczają informację odnośnie formy i sposobu składania wniosków o wydanie Certyfikatu dla ORed, wniosków o aktualizację Certyfikatu dla ORed oraz oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.3.4.4. i A.10.3.4.6.

A.9.4. Zasady udostępniania danych pomiarowych dla ORed

A.9.4.1. Udostępnianie OSP danych pomiarowych dla ORed (odrębnie dla każdego PPE w ORed) realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.

A.9.4.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP lub usługi IZP.

A.9.4.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez OSDp od OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP lub usługi IZP, w wyniku wezwania OSP do zmiany wielkości poboru mocy w ramach tych usług.

OSDp po otrzymaniu informacji od OSP dokonuje (w dobie d+4) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni kalendarzowych. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, OSDp przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach określonych w pkt A.10.4.8. i A.10.4.9.

OSDp przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSDn, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSDn, w trybie i formie określonych w pkt A.10.4.5.

A.9.4.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSDp, OSDp przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt A.10.4.2., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią dystrybucyjną OSDp.

A.9.4.5. OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną OSDp, zobowiązany jest do przekazywania OSDp danych pomiarowych dotyczących PPE przyłączonych do jego sieci dystrybucyjnej tworzących ORed, w następującym zakresie:

1) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt A.10.4.3., w terminie 2 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od OSDp,

2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby d), o którym mowa w pkt A.10.4.7., w terminie do doby d+2,

3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca m), o którym mowa w pkt A.10.4.8, w terminie od 1. do 2. dnia kalendarzowego miesiąca m+1,

4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt A.10.4.9, za miesiąc m, w terminie od 1. do 2. dnia kalendarzowego odpowiednio miesiąca m+2 lub m+4.

OSDn przekazuje OSDp dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, w formie elektronicznej poprzez wskazany przez OSDp dedykowany serwer. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 – dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci

elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh. Dodatkowe szczegóły dotyczące standardu przekazywanych danych pomiarowych określa OSDp zgodnie ze standardami WIRE.

Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej lub serwery określone w umowie, o której mowa w pkt A.4.13.

A.9.4.6. OSDp przekazuje OSP poprzez system WIRE dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh.

A.9.4.7. Dane pomiarowe, o których mowa w pkt A.10.4.6., dla doby d są przekazywane przez OSDp do OSP w trybie wstępnym od doby d+1 do doby d+4.

A.9.4.8. Do 5. dnia kalendarzowego po zakończeniu miesiąca m OSDp dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDp i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym m+1. Weryfikacji danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDn dokonuje OSDn i w razie konieczności przekazuje je do OSDp zgodnie z pkt A.10.4.5. Dane pomiarowe są przekazywane przez OSDp do OSP za miesiąc m od 1. do 5. dnia kalendarzowego miesiąca m+1.

W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych pomiarowych OSP inicjuje proces pozyskiwania danych w 5. dniu kalendarzowym miesiąca m+1, wysyłając do OSDp zapytanie o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. OSDp przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia albo w dniu następnym. W przypadku nieprzesłania danych przez OSDp w trybie podstawowym m+1 do rozliczeń przyjmuje się dane, o których mowa w pkt A.10.4.7.

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

A.9.4.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSDp do OSP danych pomiarowych.

Okresem korygowania jest miesiąc m+2 i m+4 (tryb korekt). Dane za miesiąc m są przekazywane od 1. do 5. dnia kalendarzowego odpowiednio miesiąca m+2 i m+4.

W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych pomiarowych OSP inicjuje proces pozyskiwania danych w 5. dniu kalendarzowym odpowiednio miesiąca m+2 i m+4, wysyłając do OSDp zapytanie o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. OSDp przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia albo w dniu następnym.

A.9.4.10. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę IRP lub usługę IZP wyłącznie przez OSP.

A.10. Zasady współpracy dotyczące usług bilansujących

A.10.1. OSDn nie jest dostawcą usług bilansujących w odniesieniu do zasobów URD, lecz umożliwia i koordynuje ich wykorzystanie zgodnie z WDB, IRiESD OSDp oraz zasadami współpracy OSDn-OSDp.

A.11. Uwarunkowania świadczenia usług bilansujących

A.11.1. OSDn określa bieżące uwarunkowania wykorzystania zasobów URD do świadczenia usług bilansujących ze względu na bezpieczeństwo i warunki pracy sieci OSDn oraz ograniczenia przekazane przez OSDp.

A.11.2. DUB uwzględnia ograniczenia OSDn przy zgłaszaniu zasobu do świadczenia usług bilansujących. Moc wykorzystywana do świadczenia usług nie może przekraczać mocy zakwalifikowanej, mocy przyłączeniowej ani dopuszczalnych parametrów wynikających z umów i warunków przyłączenia.

A.11.3. URD zapewnia wymianę danych czasu rzeczywistego w zakresie wymaganym przez OSDn, w szczególności pomiar mocy czynnej i biernej, napięcia, kierunku przepływu oraz stanu dostępności zasobu.

A.11.4. Źródło lub magazyn wykorzystywany do świadczenia usług bilansujących zapewnia zdolność do regulacji parametrów pracy oraz, jeżeli wymaga tego OSDn, możliwość przyjęcia sygnałów sterowniczych za pomocą uzgodnionego łącza teleinformatycznego.

A.11.5. Spełnienie wymagań technicznych może podlegać testom sprawdzającym. Zakres testów, sposób przekazania wyników i termin ich wykonania określa OSDn we współpracy z OSDp.

A.11.6. OSDn może czasowo ograniczyć, wstrzymać albo odmówić wykorzystania zasobu do świadczenia usług bilansujących w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci, ograniczeń zdolności przesyłowych, niedopuszczalnych poziomów napięć, przeciążenia elementów sieci, awarii, planowanych wyłączeń albo niespełnienia wymagań technicznych.

A.11.7. Informacje o ograniczeniach i niedostępności zasobu OSDn przekazuje OSDp i właściwym podmiotom w trybie określonym w WDB, IRiESD OSDp i umowach.

B. Zasady zawierania umów dystrybucji z URD

B.1. Umowa dystrybucji jest zawierana na wniosek URDO, URDW, URDME albo podmiotu przyłączanego do sieci dystrybucyjnej OSDn. Umowa dystrybucji z URDO może być zawierana w przypadkach dopuszczonych przepisami prawa, z uwzględnieniem zasad dotyczących odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych. Wzory wniosków OSDn publikuje na swojej stronie internetowej albo udostępnia w swojej siedzibie.

B.2. OSDn przesyła projekt umowy dystrybucji w terminie:

1) do 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia kompletnego wniosku - dla URDO zakwalifikowanego do V grupy przyłączeniowej;

2) do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia kompletnego wniosku - dla pozostałych URDO.

Projekt umowy jest przekazywany w formie papierowej na adres wskazany we wniosku albo w formie elektronicznej na wskazany adres poczty elektronicznej. Podpisana przez URD umowa powinna zostać dostarczona OSDn przed powiadomieniem OIRE o umowie sprzedaży, jeżeli przypisanie umowy dystrybucji do PPE jest warunkiem realizacji danego procesu CSIRE.

B.3. OSDn przekazuje do CSIRE informację o zawarciu umowy dystrybucji i dacie rozpoczęcia jej realizacji, zgodnie z IRiESP-OIRE. Świadczenie usług dystrybucji wraz z umową sprzedaży albo umową sprzedaży rezerwowej rozpoczyna się po otrzymaniu przez OSDn właściwego komunikatu z CSIRE.

B.4. Zasady świadczenia usług dystrybucji dla URDO posiadających umowy kompleksowe określają GUD-K, IRiESD, Taryfa OSDn oraz właściwe umowy kompleksowe.

B.5. W przypadku przypisania w CSIRE do PPE umowy kompleksowej, przypisanie umowy dystrybucji do tego PPE zostaje zakończone zgodnie z IRiESP-OIRE, a umowa dystrybucji ulega rozwiązaniu albo przestaje być realizowana w zakresie wynikającym z przepisów prawa i jej postanowień.

B.6. Zasady zgłaszania umów sprzedaży oraz umów kompleksowych, w tym terminy rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej, określa IRiESP-OIRE.

B.7. URDO niebędący odbiorcą w gospodarstwie domowym, który posiada umowę kompleksową i zamierza zawrzeć umowę dystrybucji, może - w przypadkach dopuszczonych prawem i procedurami CSIRE - zawrzeć umowę dystrybucji na podstawie oświadczenia woli przekazanego za pośrednictwem upoważnionego sprzedawcy wraz z powiadomieniem OIRE o nowej umowie sprzedaży. Sprzedawca powinien posiadać umocowanie URDO oraz oświadczenia wymagane przepisami o prawach konsumenta, jeżeli mają zastosowanie. Zawarcie umowy dystrybucji następuje z dniem przypisania umowy sprzedaży do PPE w CSIRE, a OSDn przekazuje URDO potwierdzenie treści umowy w terminie wymaganym prawem.

B.8. W przypadku przypisania w CSIRE do PPE umowy dystrybucji, przypisanie dotychczasowej umowy kompleksowej zostaje zakończone zgodnie z IRiESP-OIRE i z tym dniem OSDn przestaje realizować usługę dystrybucji w ramach tej umowy kompleksowej.

B.9. Świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci OSDn i wprowadzanej do tej sieci przez URDW, URDME oraz URDO wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacji, którzy nie korzystają z właściwego mechanizmu rozliczeń prosumenckich w ramach umowy kompleksowej, odbywa się na podstawie umowy dystrybucji, z uwzględnieniem szczególnych zasad dotyczących spółdzielni energetycznych i innych form rozliczeń określonych w Ustawie OZE.

B.10. Świadczenie usług dystrybucji dla prosumentów energii odnawialnej korzystających z mechanizmu rozliczeń określonego w Ustawie OZE może odbywać się w ramach umowy kompleksowej, zgodnie z przepisami prawa, GUD-K i IRiESD.

B.11. Do jednego PPE może być przypisana i realizowana tylko jedna umowa sieciowa: umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa.

B.12. OSDn publikuje na swojej stronie internetowej albo udostępnia w swojej siedzibie informacje wymagane przepisami o prawach konsumenta dla podmiotów zamierzających zawrzeć umowę dystrybucji.

B.13. Zakończenie na wniosek URD świadczenia usług dystrybucji na podstawie umowy dystrybucji następuje w dniu odłączenia zasilania w danym PPE, tj. utworzenia fizycznej przerwy w torze prądowym, chyba że przepisy prawa, umowa albo właściwy proces CSIRE stanowią inaczej.

C. Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych

C.1. Wyznaczanie oraz przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych

C.1.1. OSDn na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania operatora pomiarów w zakresie wynikającym z WDB, IRiESD OSDp, IRiESP-OIRE oraz umów zawartych z OSDp. OSDn może powierzyć wykonywanie wybranych funkcji innemu podmiotowi, nie zwalnia go to jednak z odpowiedzialności za realizację obowiązków przypisanych OSDn.

C.1.2. Administrowanie danymi pomiarowymi przez OSDn obejmuje w szczególności:

1) eksploatację i rozwój systemów służących do pozyskiwania, walidacji, przetwarzania i przechowywania danych pomiarowych;

2) akwizycję danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych w sieci OSDn;

3) wyznaczanie rzeczywistych, zastępczych i skorygowanych ilości energii elektrycznej w PPE oraz innych miejscach dostarczania;

4) przekazywanie do CSIRE danych pomiarowych i ich korekt na potrzeby procesów rynku energii określonych w IRiESP-OIRE;

5) przekazywanie OSDp danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych na potrzeby rynku bilansującego, rynku mocy, usług IRP i IZP, usług bilansujących oraz innych procesów operatorskich;

6) rozpatrywanie reklamacji i wniosków dotyczących poprawności danych oraz przeprowadzanie korekt;

7) zapewnienie ochrony, integralności, poufności i rozliczalności przetwarzanych danych.

C.1.3. OSDn pozyskuje dane pomiarowe w postaci profili energii elektrycznej z liczników zdalnego odczytu oraz okresowych stanów liczydeł. Dane profilowe są pozyskiwane z częstotliwością wynikającą z przepisów prawa i standardów technicznych, a stany liczydeł - w cyklach zgodnych z okresami rozliczeniowymi. Dane przekazane do CSIRE ze znacznikiem czasu 00:00:00 kończą okres pomiarowy poprzedniej doby i rozpoczynają okres pomiarowy kolejnej doby, zgodnie z IRiESP-OIRE.

C.1.4. OSDn wyznacza rzeczywiste ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej OSDn i wprowadzonej do tej sieci na podstawie zwalidowanych danych pomiarowych z podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, a w razie potrzeby z układu rezerwowego, kontrolnego albo bilansującego.

C.1.5. Dla potrzeb rozliczeń OSDn wyznacza dane zgodnie z okresem rozliczania niezbilansowania, okresem rozliczeniowym usług dystrybucji oraz wymaganiami właściwego procesu CSIRE. Jeżeli wymagane są dane godzinowe lub dane dla okresów ORN, dane te są wyznaczane w odpowiedniej rozdzielczości czasowej.

C.1.6. W przypadku braku rzeczywistych danych pomiarowych OSDn wyznacza zastępcze dane pomiarowe, wykorzystując - w zależności od dostępności i charakteru PPE - dane z układu rezerwowego lub kontrolnego, dane historyczne dla porównywalnych okresów, profile zużycia lub generacji, parametry techniczne obiektu, dane sąsiednich okresów albo inne metody określone w przepisach prawa, IRiESD OSDp, WDB lub umowach.

C.1.7. Po pozyskaniu danych rzeczywistych albo stwierdzeniu błędu OSDn wyznacza skorygowane dane pomiarowe za cały okres objęty nieprawidłowością. Skorygowane dane są przekazywane do CSIRE oraz OSDp w zakresie, formie i terminach właściwych dla danego procesu.

C.1.8. Na potrzeby rynku detalicznego OSDn przekazuje dane pomiarowe, informacje rozliczeniowe GUD-K oraz ich korekty do OIRE za pośrednictwem CSIRE. OIRE udostępnia te dane sprzedawcom, URD i

innym podmiotom uprawnionym zgodnie z Ustawą i IRiESP-OIRE. OSDn nie prowadzi równoległego podstawowego kanału udostępniania tych samych informacji sprzedawcom, chyba że informacja albo proces nie są objęte CSIRE.

C.1.9. Na potrzeby rynku bilansującego, rynku mocy, usług IRP i IZP oraz usług bilansujących OSDn przekazuje właściwe dane OSDp. OSDp realizuje dalsze przekazywanie danych do OSP zgodnie z WDB, IRiESD OSDp oraz umowami międzyoperatorskimi.

C.1.10. Zakres, agregacja i terminy przekazywania danych OSDp są określone odpowiednio w rozdziałach A.6, A.10 i A.11, WDB, IRiESD OSDp oraz umowach zawartych pomiędzy OSDn i OSDp.

C.1.11. Dane pomiarowe prosumenta energii odnawialnej, prosumenta zbiorowego, prosumenta wirtualnego, członka spółdzielni energetycznej oraz podmiotów objętych GUD-K są wyznaczane i przekazywane z uwzględnieniem wymagań Ustawy OZE, rozporządzenia pomiarowego, IRiESP-OIRE i właściwych procesów CSIRE.

C.1.12. Jeżeli układ pomiarowo-rozliczeniowy prosumenta zbiorowego albo prosumenta wirtualnego nie umożliwia ustalenia wymaganych ilości energii w odpowiedniej rozdzielczości czasowej, OSDn wyznacza je z zastosowaniem zasad dotyczących zastępczych danych pomiarowych.

C.1.13. Dane na potrzeby rozliczeń spółdzielni energetycznej lub jej członków są rejestrowane przez liczniki zdalnego odczytu odrębnie dla energii pobranej z sieci i energii wprowadzonej do sieci, zgodnie z przepisami prawa i IRiESP-OIRE.

C.1.14. Dane i korekty dotyczące okresów poprzedzających uruchomienie produkcyjne realizacji procesów CSIRE przez OSDn są przekazywane zgodnie z pkt A.9.2.

C.1.15. URD, sprzedawca, OSDp, POBZ oraz inny podmiot uprawniony mogą wystąpić z wnioskiem o weryfikację lub korektę danych pomiarowych albo informacji rozliczeniowych. Wnioski i reklamacje są rozpatrywane zgodnie z rozdziałem H, a wynikająca z nich korekta jest przekazywana do właściwych systemów i podmiotów.

C.1.16. OSDn przechowuje dane pomiarowe i dokumentację dotyczącą ich wyznaczenia przez okres wynikający z przepisów prawa, IRiESP-OIRE, WDB i umów. Udostępnienie danych następuje wyłącznie podmiotom uprawnionym i w zakresie niezbędnym do realizacji właściwego celu.

C.1.17. Wraz z fakturą za usługi dystrybucji OSDn przekazuje URD informacje wymagane przepisami prawa, w szczególności o wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym, sposobie pozyskania odczytu oraz sposobie wyznaczenia zużycia, jeżeli nie wynikało ono wyłącznie z odczytów rzeczywistych.

C.2. Zasady dotyczące liczników zdalnego odczytu wykorzystywanych jako przedpłatowe układy pomiarowo-rozliczeniowe

C.2.1. Wymiana informacji pomiędzy OSDn, sprzedawcami i OIRE dotyczących liczników zdalnego odczytu wykorzystywanych jako przedpłatowe układy pomiarowo-rozliczeniowe odbywa się za pośrednictwem CSIRE, jeżeli dany proces jest objęty IRiESP-OIRE.

C.2.2. OSDn realizuje czynności techniczne dotyczące przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, w tym zmianę trybu pracy, zasilenie konta energetycznego, wstrzymanie lub wznowienie dostarczania energii elektrycznej, na podstawie właściwych komunikatów i zgodnie z przepisami prawa, IRiESP-OIRE, Taryfą OSDn oraz umową.

C.2.3. Informacje, których przekazanie nie jest możliwe za pośrednictwem CSIRE, są wymieniane w sposób określony w GUD-K albo innych właściwych umowach. Niedostępność CSIRE nie powoduje

automatycznego przejścia na lokalny formularz lub pocztę elektroniczną, chyba że taki tryb wynika z IRiESP-OIRE lub uzgodnionej procedury dla informacji nieobjętych CSIRE.

D. Procedura zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez OIRE informacji o umowach

D.1. Wymagania ogólne

D.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej określona w niniejszym rozdziale dotyczy URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn, nieobjętych obszarem Rynku Bilansującego.

D.1.2. Przypisanie sprzedawcy do PPE zgodnie z zawartą umową sprzedaży jest możliwe po uprzednim przypisaniu do tego PPE w CSIRE umowy dystrybucji zawartej z OSDn, bez względu na kolejność zawarcia tych umów.

D.1.3. Układ pomiarowo-rozliczeniowy URD korzystającego z prawa wyboru sprzedawcy powinien spełniać wymagania rozporządzenia pomiarowego i IRiESD na dzień złożenia powiadomienia w CSIRE.

D.1.4. Do jednego PPE może być równocześnie przypisana w CSIRE tylko jedna umowa sieciowa: umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa.

D.1.5. Przy zmianie sprzedawcy OSDn przekazuje do CSIRE wskazanie układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany. Wskazanie jest ustalane na podstawie rzeczywistych albo zastępczych danych pomiarowych.

D.1.6. Zmiana sprzedawcy jest realizowana za pośrednictwem CSIRE zgodnie z procedurą określoną w pkt D.2 i IRiESP-OIRE.

D.1.7. Sprzedawca informuje OIRE o planowanej dacie zakończenia umowy sprzedaży, umowy sprzedaży rezerwowej, umowy kompleksowej albo umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej nie później niż na 1 dzień kalendarzowy i nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych przed planowaną datą zakończenia, chyba że IRiESP-OIRE dla danego procesu stanowi inaczej.

D.1.8. Wymiana informacji rynku energii pomiędzy OSDn i sprzedawcami odbywa się za pośrednictwem CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE.

D.1.9. Zakończenie na wniosek URD świadczenia usługi dystrybucji na podstawie umowy dystrybucji albo w ramach umowy kompleksowej następuje w dacie odłączenia zasilania w PPE, chyba że przepisy prawa, umowa albo właściwy proces CSIRE przewidują inny skutek.

D.1.10. OSDn może przekazać do OIRE informację o zakończeniu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej w przypadkach określonych w IRiESP-OIRE, w szczególności po otrzymaniu z CSIRE informacji o niedopełnieniu przez sprzedawcę obowiązków warunkujących dalszą realizację umowy.

D.2. Procedura zmiany sprzedawcy przez URD

D.2.1. Warunkiem zmiany sprzedawcy przez URD jest spełnienie wymagań określonych w pkt D.1.

D.2.2. URD wybiera nowego sprzedawcę i zawiera z nim umowę sprzedaży albo umowę kompleksową. Umowa powinna zapewniać ciągłość sprzedaży po zakończeniu umowy z dotychczasowym sprzedawcą.

D.2.3. URD albo upoważniony przez niego nowy sprzedawca wypowiada umowę sprzedaży albo umowę kompleksową zawartą z dotychczasowym sprzedawcą, jeżeli jest to wymagane.

D.2.4. Nowy sprzedawca, działając w imieniu własnym oraz URD, powiadamia OIRE za pośrednictwem CSIRE o zawarciu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej oraz o planowanej dacie przypisania tej umowy do PPE. Powiadomienie składa się w terminach określonych w IRiESP-OIRE, zasadniczo nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych i nie później niż na 1 dzień kalendarzowy przed planowaną datą, a w przypadku gdy umowa dystrybucji jest zawierana w trybie określonym w pkt B.7 - nie później niż na 3 dni kalendarzowe przed planowaną datą.

D.2.5. Jeżeli umowa została zawarta z konsumentem albo osobą fizyczną, do której stosuje się art. 7aa ustawy o prawach konsumenta, powiadomienie OIRE następuje po bezskutecznym upływie terminu na odstąpienie od umowy, chyba że osoba ta zażądała wcześniejszego rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej albo świadczenia usługi kompleksowej.

D.2.6. Dokonanie przez sprzedawcę powiadomienia OIRE w imieniu URD wymaga posiadania odpowiedniego umocowania URD.

D.2.7. Weryfikacja powiadomienia odbywa się przez OIRE w CSIRE. OSDn nie prowadzi odrębnej pięciodniowej weryfikacji lokalnego formularza ani nie stosuje lokalnej listy kodów weryfikacji.

D.2.8. Zmiana sprzedawcy następuje w terminie wynikającym z Ustawy i IRiESP-OIRE i nie wymaga potwierdzenia rozwiązania dotychczasowej umowy przez dotychczasowego sprzedawcę.

D.2.9. Rozpoczęcie przez OSDn świadczenia usług dystrybucji dla nowo przyłączonego URD następuje nie wcześniej niż z dniem wskazanym w otrzymanym z CSIRE komunikacie OIRE o nowej umowie albo - w przypadku URDW i URDME obsługiwanych przez POBZ - w komunikacie o przypisaniu lub zmianie POBZ.

E. Zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego

E.1. Ustanawianie i zmiana POBZ odbywają się zgodnie z IRiESD OSDp, IRiESP-OIRE i WDB. Postanowienia niniejszego rozdziału mają charakter uzupełniający.

E.2. POBZ jest ustanawiany przez sprzedawcę posiadającego zawartą z OSDn GUD albo GUD-K, URDW obsługiwanego zgodnie z IRiESP-OIRE przez POBZ albo URDME obsługiwanego zgodnie z IRiESP-OIRE przez POBZ. Ustanowienie lub zmiana POBZ odbywa się w CSIRE na podstawie powiadomienia przekazanego przez nowego POBZ. W przypadku URDO POBZ jest wskazywany przez sprzedawcę.

E.3. Za bilansowanie handlowe URDO oraz URDW i URDME obsługiwanych przez sprzedawcę odpowiada POBZ przypisany do tych podmiotów lub ich PPE w CSIRE.

E.4. Proces ustanowienia albo zmiany POBZ przez sprzedawcę, URDW lub URDME jest realizowany przez OIRE w CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE.

E.5. Po otrzymaniu z CSIRE informacji o przypisaniu POBZ OSDn dokonuje wymaganych zmian w konfiguracji rynku detalicznego i przekazuje niezbędne dane OSDp, z uwzględnieniem że każdy PPE URDO jest przyporządkowany do jednego MDD, każdy MDD do jednego właściwego MB, a URDO, URDW i URDME są bilansowani w typach MB właściwych zgodnie z WDB.

E.6. Jeżeli POBZ przypisany do sprzedawcy albo URD obsługiwanego przez sprzedawcę zaprzestanie działalności na Rynku Bilansującym, odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi na POBZ przypisany w CSIRE do sprzedawcy rezerwowego, zgodnie z IRiESP-OIRE i WDB.

E.7. Jeżeli POBZ przypisany bezpośrednio do URDW albo URDME zaprzestanie działalności na Rynku Bilansującym, URDW albo URDME, w uzgodnieniu z OSDn i OSDp, zaprzestaje wprowadzania energii elektrycznej do sieci do czasu skutecznego przypisania nowego POBZ. OSDn może odłączyć taki obiekt w zakresie koniecznym dla bezpieczeństwa i prawidłowego bilansowania, na zasadach określonych w umowie dystrybucji.

E.8. POBZ przekazuje do CSIRE informację o dacie zaprzestania prowadzenia bilansowania handlowego zgodnie z IRiESP-OIRE, w terminach przewidzianych dla danego procesu.

F. Zasady udzielania informacji i obsługi URD

F.1. OSDn udziela użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie informacji w zakresie określonym przepisami prawa, IRiESD, Taryfą OSDn i zawartymi umowami.

F.2. Informacje ogólne, w tym IRiESD, Taryfa OSDn, wzory wniosków i umów, zasady zmiany sprzedawcy, dane kontaktowe oraz informacje o sprzedawcy rezerwowym właściwym dla obszaru działania OSDn, są publikowane na stronie internetowej OSDn albo udostępniane w jego siedzibie.

F.3. W celu uzyskania informacji dotyczącej konkretnego PPE lub rozliczenia URD może złożyć zapytanie w formie pisemnej, elektronicznej albo w inny sposób udostępniony przez OSDn. Udostępnienie danych chronionych wymaga weryfikacji uprawnienia wnioskodawcy.

F.4. OSDn informuje URD o warunkach zmiany sprzedawcy, w szczególności o konieczności zawarcia właściwej umowy sieciowej, zasadach przypisania umowy do PPE w CSIRE, wymaganiach dotyczących układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz sposobie ustalenia danych pomiarowych na dzień zmiany.

F.5. Adresy pocztowe, adresy poczty elektronicznej i inne kanały kontaktu z OSDn są publikowane na stronie internetowej OSDn. Informacje rynku energii objęte IRiESP-OIRE nie są jednak przekazywane tymi kanałami zamiast CSIRE, chyba że IRiESP-OIRE albo właściwa procedura wyraźnie tak stanowi.

G. Zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia

G.1. OSDn opracowuje i aktualizuje standardowe profile zużycia na podstawie pomiarów dobowej zmienności obciążenia odbiorców kontrolnych wytypowanych spośród odbiorców przyłączonych do sieci OSDn. Zakres profili i grup odbiorców, dla których mają zastosowanie, jest publikowany na stronie internetowej OSDn oraz udostępniany w jego siedzibie. Profile podlegają aktualizacji, jeżeli zmienią się dane stanowiące podstawę ich opracowania albo wymagania rynku energii.

G.2. Dla odbiorców, o których mowa w pkt G.1. OSDn na podstawie:

a) parametrów technicznych przyłącza,

b) grupy taryfowej określonej w umowie dystrybucji albo umowie kompleksowej,

c) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej,

d) charakteru odbioru (potrzeb, na jakie zużywana jest energia elektryczna), przydziela odpowiedni profil. Przydzielony standardowy profil zużycia może być wykorzystany przez OSDn na potrzeby, o których mowa w pkt C.1.2.

G.3. W przypadku zmiany parametrów dla danego PPE, o których mowa w pkt G.2. odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia OSDn. W takim przypadku OSDn dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu dla danego PPE.

G.4. Dla URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn standardowe profile zużycia opracowano dla grup taryfowych określonych w aktualnej Taryfie OSDn, zatwierdzonej przez Prezesa URE.

G.5. Jeżeli okres rozliczania niezbilansowania na RB jest krótszy niż jedna godzina, ilość energii elektrycznej dla danego okresu wyznacza się przez podział ilości godzinowej zgodnie z zasadami WDB, IRiESP-OIRE i metodą stosowaną przez OSDn. Równomierny podział stosuje się wyłącznie wtedy, gdy dopuszczają go właściwe zasady i nie są dostępne dane o większej rozdzielczości.

H. Postępowanie reklamacyjne i obowiązki informacyjne

H.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygania reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESD.

H.2. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD mogą być zgłaszane w formie pisemnej (drogą pocztową, osobiście), w formie elektronicznej (pocztą elektroniczną lub poprzez stronę internetową lub poprzez dedykowany system informatyczny OSDn) lub ustnej (osobiście, telefonicznie).

H.3. URD posiadający umowę kompleksową składa wnioski i reklamacje objęte zakresem tej umowy do sprzedawcy, z zastrzeżeniem przypadków, w których przepisy prawa lub niniejsza IRiESD przewidują bezpośredni kontakt z OSDn. URD posiadający umowę sprzedaży i odrębną umowę dystrybucji składa reklamacje dotyczące sprzedaży do sprzedawcy, a dotyczące dystrybucji - do OSDn. Prosument, prosument zbiorowy i prosument wirtualny będący konsumentem, który posiada umowę kompleksową, składa do sprzedawcy reklamacje dotyczące rozliczeń i usług objętych tą umową.

H.4. OSDn samodzielnie, bez udziału sprzedawcy, realizuje następujące obowiązki w zakresie postępowania reklamacyjnego i obowiązków informacyjnych wynikających z przepisów wskazanych w pkt A.1.1:

1) przyjmowanie od URD przez całą dobę zgłoszeń dotyczących przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz wystąpienia zagrożeń życia i zdrowia spowodowanych niewłaściwą pracą sieci,

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

3) powiadamianie, z co najmniej 5-dniowym 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 – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,

   b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,

c) wiadomości wysyłanych na adres poczty elektronicznej, jeżeli URD udostępnił ten adres przedsiębiorstwu energetycznemu w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, lub w sposób określony w tych umowach,

4) informowanie na piśmie, lub w inny sposób określony w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, z co najmniej:

a) tygodniowym wyprzedzeniem - URD zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,

b) rocznym wyprzedzeniem - URD zasilanych z sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,

c) 3-letnim wyprzedzeniem - URD zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci,

5) kontaktowanie się z URD w sprawie odpłatnego podejmowania stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez URD lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci.

6) przyjmowanie od URD reklamacji na wstrzymanie przez OSDn dostarczania energii z wyjątkiem wstrzymania dokonanego na żądanie sprzedawcy zgodnie z pkt II 2.2.2.

7) przyjmowanie dodatkowych zleceń od URD na wykonanie czynności wynikających z Taryfy OSDn.

8) przyjmowanie od Prosumenta, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego będącego konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, reklamacji dotyczących przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, a także rozliczania i dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji, o ile prosument ten posiada zawartą umowę dystrybucji z OSDn,

9) niezwłoczne przekazywanie URD protokołów z czynności określonych w ppkt 5) lub protokołu z wykonania pomiarów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w pkt H.5 ppkt 5).

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

1) reklamacje dotyczące odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego przekazywane są przez sprzedawcę do OSDn. OSDn dokonuje weryfikacji wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w terminie 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania reklamacji od sprzedawcy i w tym samym terminie przekazuje odpowiedź sprzedawcy,

2) reklamacje dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego sprzedawca przekazuje do OSDn w ciągu 2 dni roboczych w formie elektronicznej. OSDn bezzwłocznie podejmuje działania w celu rozpatrzenia reklamacji oraz naprawy lub wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSDn niezwłocznie informuje w formie elektronicznej sprzedawcę o zrealizowanych działaniach, w tym naprawach lub wymianach, a także o ewentualnej korekcie danych pomiarowych w wyniku stwierdzonych nieprawidłowości pracy układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSDn wykonuje powyższe czynności w terminie 9 dni kalendarzowych od otrzymania reklamacji,

3) w przypadku żądania URD laboratoryjnego sprawdzenia licznika, sprzedawca informuje o tym OSDn w terminie 2 dni roboczych. OSDn realizuje żądanie URD w terminie zapewniającym realizację obowiązku w 14 dni kalendarzowych od zgłoszenia URD. Pokrycie kosztów laboratoryjnego sprawdzenia licznika odbywa się zgodnie z zapisami obowiązującego prawa,

4) w ciągu 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego, o którym mowa w pkt 3), URD może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego. Koszt ekspertyzy pokrywa URD na zasadach określonych w przepisach prawa,

5) reklamacje dotyczące dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przekazywane są do OSDn przez sprzedawcę w terminie 2 dni roboczych. OSDn dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przez wykonanie odpowiednich pomiarów. OSDn przekazuje sprzedawcy informację o wynikach sprawdzenia niezwłocznie po zakończeniu pomiarów, a w przypadku URD w gospodarstwach domowych, niezwłocznie, jednak nie później niż w terminie 10 dni kalendarzowych od zakończenia pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do Ustawy albo ustalonymi w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD, na zasadach określonych w Taryfie OSDn,

6) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę od:

   a) URD przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,

   b) URD wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, z wyłączeniem niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określających dopuszczalne czasy przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,

   sprzedawca przekazuje OSDn w formie elektronicznej ten wniosek w ciągu 2 dni roboczych od dnia otrzymania wniosku URD. OSDn po rozpatrzeniu wniosku, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu wniosku URD wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku od sprzedawcy,

6a) w przypadku zaistnienia przesłanek do udzielenia URD przez OSDn bonifikaty bez wcześniejszego wniosku URD, OSDn przekazuje sprzedawcy informacje niezbędne do udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikaty w terminie 21 dni kalendarzowych od:

   - ostatniego dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie przez OSDn standardów jakościowych obsługi odbiorców,

   - ostatniego dnia, w którym nastąpiło przekroczenie dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej dla URD przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,

   - dnia otrzymania wniosku, o którym mowa w pkt H.5. ppkt 6) lit. a), dla innych URD niż URD, który złożył wniosek, o którym mowa w pkt H.5. ppkt 6) lit. a), zasilanych z tego samego miejsca dostarczania co URD, który złożył ten wniosek, dla których również potwierdzono przekroczenie czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,

6b) bonifikata, o której mowa w ppkt 6a) jest uwzględniana w rozliczeniach z URD za najbliższy okres rozliczeniowy i uwzględniana w rozliczeniach pomiędzy OSDn a sprzedawcą,

6c) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę reklamacji URD w sprawie bonifikaty, sprzedawca przekazuje OSDn reklamację w formie elektronicznej w ciągu 2 dni roboczych. OSDn po rozpatrzeniu reklamacji, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu reklamacji URD, wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji od sprzedawcy,

7) wnioski URD o odszkodowanie wynikające z niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, niedotrzymania standardów jakościowych obsługi URD, przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, bądź niewykonania lub nienależytego wykonania usługi dystrybucji na rzecz URD, sprzedawca przekazuje w ciągu 2 dni roboczych do OSDn w formie elektronicznej wraz ze skanem wniosku. OSDn niezwłocznie rozpatruje złożone wnioski i informuje sprzedawcę lub URD o wyniku ich rozpatrzenia,

8) W przypadku prowadzonego postępowania reklamacyjnego sprzedawca na żądanie OSDn, w terminie 7 dni od otrzymania żądania, prześle w formie elektronicznej do OSDn kopię odpowiedzi udzielonej URD. Odpowiedzi na reklamacje URD złożone do sprzedawcy, zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszym punkcie, udzielane są URD przez sprzedawcę za wyjątkiem ppkt 7).

H.6. Reklamacje powinny być przesyłane do OSDn, na adres pocztowy lub dedykowane adresy poczty elektronicznej wskazane na stronie internetowej OSDn, z uwzględnieniem pkt H.2. i H.5.

H.7. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do OSDn 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 OSDn.

H.8. OSDn rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:

a) określonym w pkt H.5. – jeżeli reklamacja została złożona do sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową,

b) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od URD – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń za świadczone przez OSDn usługi dystrybucji, lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanym z inicjatywy OSDn,

c) 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od sprzedawcy – jeżeli reklamacja została złożona sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży i reklamacja dotyczy odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego udostępnionego przez OSDn do sprzedawcy,

d) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji, o ile przepisy prawa nie stanowią inaczej – w pozostałych przypadkach dotyczących URD będących konsumentami,

e) 30 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach dotyczących URD niebędących konsumentami. W przypadku konieczności wykonania dodatkowych analiz i pomiarów, OSDn we wskazanych powyżej terminach, informuje o planowanym terminie rozpatrzenia reklamacji. W przypadku, gdy reklamacja została złożona przez odbiorcę energii

elektrycznej w gospodarstwie domowym i dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej, dokonanych z inicjatywy OSDn, to jeżeli reklamacja nie została rozpatrzona w terminie 14 dni od dnia jej złożenia, uważa się, że została uwzględniona.

H.9. Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane:

a) w przypadkach, o których mowa w pkt H.8. lit. a) – w sposób określony w GUD-K,

b) w przypadkach, o których mowa w pkt H.8. lit. b) - e) - w sposób określony w pkt H.2.

H.10. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSDn zgodnie z pkt H.9, w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSDn z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji, zawierającym:

a) zakres nieuwzględnionego przez OSDn żądania;

b) uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania;

c) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji. Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany na adresy, o których mowa w pkt H.6., odpowiednio listem lub w formie elektronicznej w postaci skanu dokumentu.

H.11. OSDn rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie:

a) nieprzekraczającym 14 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania od URD będących konsumentami, o ile przepisy prawa nie stanowią inaczej, albo

b) nieprzekraczającym 30 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania od URD niebędących konsumentami.

OSDn 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. OSDn przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej.

I. Zarządzanie ograniczeniami systemowymi

I.1. OSDn zarządza ograniczeniami występującymi w jego sieci dystrybucyjnej oraz współpracuje z OSDp i OSP w zakresie ograniczeń mających wpływ na pracę KSE.

I.2. OSDn może wydawać użytkownikom systemu polecenia zmiany parametrów pracy, ograniczenia poboru lub wprowadzania energii elektrycznej albo odłączenia urządzeń, jeżeli jest to wymagane dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci OSDn, sieci OSDp lub KSE, na zasadach określonych w przepisach prawa, IRiESP, WDB, IRiESD OSDp, niniejszej IRiESD i właściwych umowach.

SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK

WYTWÓRCZYCH ORAZ MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

PRZYŁĄCZANYCH I PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Załącznik 1

1. Postanowienia ogólne.

1.1. Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z zastrzeżeniem pkt II.3.1.5–II.3.1.7 IRiESD oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Przyłączone do sieci jednostki wytwórcze oraz magazyny energii elektrycznej, które nie spełniają wymagań niniejszego załącznika, muszą zostać do nich dostosowane po przeprowadzeniu remontu lub modernizacji obejmujących urządzenia lub instalacje niespełniające tych wymagań.

1.2. OSDn określa warunki przyłączenia do sieci dla jednostek wytwórczych, w tym ustala do sieci o jakim poziomie napięcia znamionowego należy przyłączyć jednostki wytwórcze, w zależności od wielkości mocy przyłączeniowej i lokalnych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz z uwzględnieniem wyników ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na system elektroenergetyczny. Powyższe wymagania dotyczą również magazynów energii elektrycznej.

1.3. Jednostki wytwórcze o mocy zainstalowanej większej niż 3,68 kW przyłączane są do sieci dystrybucyjnej w sposób trójfazowy.

1.4. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla OSDn.

1.5. Dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej powyżej 200 kVA OSDn może określić w warunkach przyłączenia obowiązek automatyzacji i zdalnego sterowania. Zakres funkcji, w tym możliwość zdalnego załączania, wyłączania lub ograniczania mocy, ustala się z uwzględnieniem mocy i technologii obiektu, poziomu napięcia, wpływu na pracę sieci oraz wymagań OSDp i OSP.

1.6. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.

1.7. Instalacja odnawialnego źródła energii wykorzystywana przez Prosumenta, Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego powinna spełniać wymogi określone dla jednostek wytwórczych w IRiESD oraz w przepisach odrębnych.

2. Urządzenia łączeniowe.

2.1. Jednostki wytwórcze muszą posiadać następujące urządzenia łączeniowe:

a) łącznik dostosowany do wyłączania jednostki wytwórczej,

b) łącznik do odłączania jednostki wytwórczej i stwarzania przerwy izolacyjnej.

Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator, to łączniki te powinny być zainstalowane od strony sieci, z którą jednostka wytwórcza współpracuje. Dopuszcza się w uzasadnionych przypadkach stosowanie wspólnych obu wymienionych łączników lub jednego z nich dla grupy jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci, jeśli to nie wpłynie na pogorszenie warunków.

2.2. W przypadku, gdy w układzie sieci jest możliwa praca wyspowa jednostki wytwórczej, musi ona posiadać dodatkowy łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od pozostałej części sieci dystrybucyjnej.

2.3. OSDn koordynuje pracę łączników, o których mowa w pkt 2.1. i 2.2. oraz decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy.

2.4. Urządzenia łączeniowe jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, powinny być zlokalizowane po stronie prądu przemiennego falownika. W przypadku mikroinstalacji wymagane jest, aby po stronie prądu przemiennego falownika zlokalizowany był, co najmniej jeden rozłącznik izolacyjny odpowiadający drugiej kategorii przepięć.

2.5. Impuls wyłączający przesłany od zabezpieczeń do urządzenia łączeniowego musi powodować bezzwłoczne wyłączenie jednostki wytwórczej przez to urządzenie.

3. Zabezpieczenia.

3.1. Jednostki wytwórcze, stosownie do rodzaju, powinny być wyposażone w zabezpieczenia zgodnie z zapisami pkt II.3.5. IRiESD oraz pkt 3 i pkt 9 niniejszego załącznika.

3.2. Zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Zabezpieczenia te powinny działać na urządzenie łączeniowe określone w pkt 2.1.a), powodując wyłączenie jednostki wytwórczej z ruchu.

3.3. Zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny spełnić wymagania zawarte w pkt II.3.5.3.5

3.4. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami o mocy osiągalnej powyżej 200 kW powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

3.5. OSDn decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej.

3.6. W zależności od rodzaju jednostki wytwórczej zabezpieczenia powinny powodować otwarcie łącznika:

a) określonego w pkt 2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,

b) określonego w pkt 2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.

3.7. OSDn ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń, w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej.

3.8. W przypadku trójfazowych jednostek wytwórczych zabezpieczenie do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia musi być wykonane trójfazowo. Jednostka wytwórcza przy obniżeniu lub wzroście napięcia w jednym z przewodów fazowych musi być odłączona od sieci trójbiegunowo.

3.9. Jednostki wytwórcze przyłączane lub przyłączone (dotyczy jednostek remontowanych lub modernizowanych) do sieci nN, muszą być wyposażone w automatykę uniemożliwiającą pracę wyspową.

3.10. W przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez transformator nN/SN, dla zabezpieczeń do ochrony przed: wzrostem częstotliwości, obniżeniem częstotliwości oraz obniżeniem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie nN. Natomiast dla zabezpieczeń: zerowo-nadnapięciowych oraz do ochrony przed wzrostem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie SN.

W przypadku jednostek wytwórczych niebędących mikroinstalacjami, przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN, dla zabezpieczeń wielkości pomiarowe powinny być pobierane z sieci nN.

W przypadku przyłączania mikroinstalacji wielkości pomiarowe dla działania zainstalowanych zabezpieczeń powinny być pobierane z sieci nN. Punkt pomiarowy może być umieszczony w dowolnym

miejscu pomiędzy zaciskami falownika a siecią dystrybucyjną, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci OSDn (PCC).

3.11. Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak dobrane, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ lub SZR.

3.12. Farmy wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączania elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.

3.13. W przypadku zwarcia w farmie wiatrowej z generatorem asynchronicznym automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z OSDn.

3.14. OSDn może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

4. Kompensacja mocy biernej.

4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa OSDn w warunkach przyłączenia.

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

4.3. Moc bierną przy generatorach synchronicznych należy regulować przy pomocy wzbudzenia. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji wzbudzenia.

4.4. W przypadku generatorów asynchronicznych układ służący do automatycznego bądź ręcznego załączania kondensatorów do kompensacji mocy biernej powinien być tak skonstruowany, aby nie było możliwe załączenie baterii kondensatorów przed dokonaniem rozruchu generatora. Wyłączenie generatora i baterii kondensatorów następuje równocześnie.

4.5. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez falowniki 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 wykorzystaniu silnika napędowego, załączenie do sieci dystrybucyjnej powinno następować przy prędkości obrotowej pomiędzy 95 ÷ 105 % prędkości synchronicznej. Przy zdolnych do pracy wyspowej, samowzbudnych generatorach

asynchronicznych należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych, określonych w pkt 5.4. i 5.5.

5.3. Dla generatorów asynchronicznych, które dokonują rozruchu jako silnik obowiązują warunki jak dla przyłączania silników elektrycznych. Dla generatorów o mocy osiągalnej do 100 kVA przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nN prąd rozruchu nie powinien przekraczać wartości 60 A. Dla pozostałych jednostek wytwórczych prąd rozruchu należy ograniczyć w sposób zapobiegający ujemnemu wpływowi na sieć dystrybucyjną.

5.4. Dla generatorów synchronicznych wymagane jest urządzenie synchronizujące, umożliwiające załączenie generatora z zachowaniem następujących warunków synchronizacji:

a) różnica napięć - $\Delta U < \pm 10\% U_n$

b) różnica częstotliwości - $\Delta f < \pm 0{,}5 Hz$

c) różnica kąta fazowego - $\Delta \varphi < \pm 10°$

5.5. OSDn 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 OSDn.

5.8. Wymagania pkt 5 niniejszego załącznika nie dotyczą mikroinstalacji.

6. Częstotliwość i napięcie.

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

6.2. Częstotliwość znamionowa wynosi 50 Hz z dopuszczalnym odchyleniem zawierającym się w przedziale od -0,5 Hz 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 odchyleń ±5% napięcia znamionowego lub deklarowanego (w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe).

6.4. Dla miejsc przyłączenia w sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV, SN i nN, zawartość poszczególnych harmonicznych odniesionych do harmonicznej podstawowej nie może przekraczać 0,5 %.

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

a) 1,5 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV i wyższym niż 30 kV,

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

c) 5,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.

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

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

S_{rA}- moc osiągalna jednostki wytwórczej,

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

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

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

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

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

- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci nN:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} \times 100\% < \frac{3\%}{k}$$

S_{rA}-moc osiągalna jednostki wytwórczej,

S_{kV}-moc zwarciowa w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej,

N-liczba przekształtników tyrystorowych o jednakowych lub zbliżonych do siebie mocach znamionowych, współpracujących z jednostką wytwórczą,

k- współczynnik wynoszący:

1- dla generatorów synchronicznych

2-dla generatorów asynchronicznych, które są załączane przy 95 % ÷ 105 % ich prędkości synchronicznej,

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

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

I_A-prąd rozruchowy

I_r-znamionowy prąd ciągły.

7. Kryteria oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci SN i nN.

OSDn na swojej stronie internetowej zamieszcza kryteria oceny przyłączania źródeł energii do sieci elektroenergetycznej SN i nN. Po raz pierwszy kryteria te zostaną zamieszczone na stronie internetowej w terminie do 12 miesięcy po wejściu w życie niniejszej IRiESD.

8. Dodatkowe wymagania dla farm wiatrowych przyłączanych do sieci dystrybucyjnych.

8.1. Wymagania ogólne

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

8.1.2. Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w pkt 8 niniejszego załącznika obowiązują farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej.

8.1.3. Przyłączone do sieci dystrybucyjnej farmy wiatrowe, które nie spełniają wymagań pkt 8 niniejszego załącznika, muszą zostać do nich dostosowane po przeprowadzeniu remontu lub modernizacji obejmujących urządzenia lub instalacje niespełniające tych wymagań.

8.1.4. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:

a) regulacja mocy czynnej,

b) praca w zależności od napięcia i częstotliwości,

c) załączanie do pracy i wyłączanie z sieci,

d) regulacja napięcia i mocy biernej,

e) wymagania dla pracy przy zakłóceniach w sieci,

f) dotrzymywanie standardów jakości energii elektrycznej,

g) elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,

h) systemy monitoringu i telekomunikacji,

i) testy sprawdzające.

8.1.5. OSDn ma prawo do kontroli realizacji warunków przyłączenia i może zażądać udostępnienia przez wytwórcę dokumentacji stwierdzającej, że farma wiatrowa wypełnia wymagania określone w IRiESD oraz w warunkach przyłączenia do sieci. W szczególności dokumentacja ta powinna zawierać wyniki pomiarów konieczne dla oceny wpływu farmy wiatrowej na jakość energii elektrycznej oraz - dla farm przyłączanych do sieci 110 kV - symulacje komputerowe, na modelu systemu akceptowanym przez odpowiedniego operatora sieci, pokazujące reakcję farmy wiatrowej na zakłócenia sieciowe.

8.1.6. W przypadku, gdy dwie lub więcej farm wiatrowych przyłączanych jest do szyn zbiorczych tej samej rozdzielni 110 kV przez wydzielone transformatory 110 kV/SN, należy traktować te farmy jako pojedynczą

farmę wiatrową z miejscem przyłączenia na napięciu 110 kV z punktu widzenia wymogów niniejszej IRiESD.

8.1.7. Farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia umożliwiające bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.

8.1.8. Szczegółowe wymagania dla każdej farmy wiatrowej są określane przez OSDn w warunkach przyłączenia do sieci, w zależności od mocy farmy wiatrowej, jej lokalizacji w sieci, sytuacji w systemie elektroenergetycznym i wyników ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny.

8.1.9. OSDn może w warunkach przyłączenia określić dla farmy wiatrowej wymóg przystosowania farmy do automatycznej regulacji mocy i zażądać aby regulacja mocy farmy wiatrowej była dostosowana do automatycznej regulacji zdalnej.

8.1.10. Farma wiatrowa w przypadku niedotrzymania standardów jakości energii określonych w niniejszym załączniku, może zostać wyłączona przez operatora systemu, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

8.2. Regulacja mocy czynnej farmy wiatrowej

8.2.1. Farma wiatrowa przyłączana do sieci 110 kV, powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy, umożliwiający pracę w następujących reżimach:

a) praca bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych,

b) praca interwencyjna według wymagań odpowiedniego operatora systemu, w sytuacjach zakłóceń i zagrożeń w pracy systemu elektroenergetycznego,

c) udział w regulacji częstotliwości (dotyczy farm wiatrowych o mocy znamionowej 50 MW i większej),

d) z ograniczeniami mocy generowanej do wielkości określonej w ekspertyzie lub umowie.

8.2.2. W normalnych warunkach pracy systemu i farmy wiatrowej, moc czynna wprowadzana do sieci przez farmę wiatrową nie może przekraczać limitu mocy (z dokładnością ± 5 %) przydzielonego operatywnie przez odpowiedniego operatora systemu i mocy przyłączeniowej określonej w umowie o przyłączenie.

8.2.3. W normalnych warunkach pracy farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV i SN, w tym również podczas normalnych uruchomień i odstawień, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30 % mocy znamionowej na minutę.

8.2.4. W sytuacjach zakłóceniowych w systemie elektroenergetycznym, wyżej określony gradient zmian obciążenia może być przekroczony przez farmy wiatrowe uczestniczące w regulacji częstotliwości lub w sytuacji, gdy OSDn poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej.

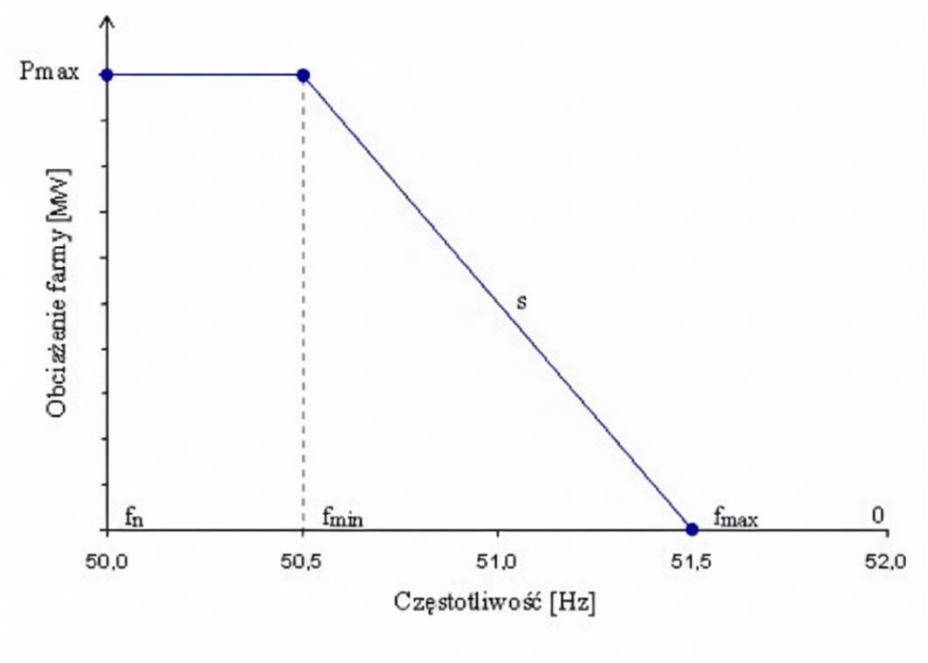
8.2.5. Farma wiatrowa powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy czynnej umożliwiający:

1) pracę farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych. Podczas pracy farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych, a także w trakcie uruchomień i odstawień farmy wiatrowej, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. W przypadku przekroczenia maksymalnej dopuszczalnej prędkości wiatru proces odstawiania z pracy poszczególnych turbin

wiatrowych powinien odbywać się w jak najdłuższym czasie, przy zapewnieniu bezpieczeństwa urządzeń.

2) ograniczanie maksymalnego dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (wykorzystanie interwencyjne farmy wiatrowej). Wartość zadanej, w trybie interwencyjnym przez operatora systemu, mocy czynnej powinna być utrzymywana z dokładnością co najmniej ±5% Pz (wartości zadanej), przy uwzględnieniu ograniczeń wynikających z warunków wiatrowych. Prędkość redukcji mocy, powinna wynosić domyślnie 2% mocy znamionowej farmy wiatrowej na sekundę, w zakresie obciążenia farmy od 100% do 20% mocy znamionowej. W przypadku pracy farmy z obciążeniem poniżej 20% mocy znamionowej, dopuszcza się mniejszą prędkość redukcji mocy ale nie mniejszą niż 10% mocy znamionowej na minutę.

3) automatyczną redukcję mocy czynnej, przy wzroście częstotliwości. Przy wzroście częstotliwości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, układ regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej, powinien być zdolny do automatycznej redukcji mocy czynnej, zgodnie z ustawioną charakterystyką statyczną przedstawioną na rysunku poniżej. W takim przypadku jako wartość domyślną prędkości redukcji mocy czynnej, należy przyjąć 5% mocy znamionowej farmy wiatrowej na sekundę dla całego zakresu obciążenia mocą czynną farmy wiatrowej.



Symbol	Jednostka	Opis	Wartość domyślna	Zakres nastawczy parametru ustawialnego
f_n	Hz	Nominalna wartość częstotliwości sieci	50,0	Nie dotyczy
f_{min}	Hz	Minimalna wartość częstotliwości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, przy której następuje redukcja generowanej mocy czynnej	50,5	50÷51 Hz
f_{max}	Hz	Maksymalna wartość częstotliwości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej przy której generowana jest zerowa moc czynna	51,5	50÷f_{gr} Hz

f_{gr}	Hz	Maksymalna bezpieczna częstotliwość pracy farmy wiatrowej	52,5	-
P_{max}	MW	Moc farmy wiatrowej z jaką farma pracowała w momencie wzrostu częstotliwości sieci do wartości 50,5 Hz		-
S	%	Statyzm – względna zmiana częstotliwości do względnej zmiany mocy czynnej	-	Statyzm jest wartością wypadkową (nie ustawialną) w zależności od doboru nastaw f_{min} i f_{max} oraz obciążenia farmy wiatrowej $S = -[(\Delta f/f_n)/(\Delta P/P_n)]$

8.2.6. Zmniejszanie mocy wymagane przy zwyżce częstotliwości ponad 50,5 Hz powinno być realizowane w pierwszej kolejności poprzez możliwości regulacyjne poszczególnych turbin wiatrowych, a następnie poprzez wyłączanie poszczególnych pracujących turbin wiatrowych farmy wiatrowej.

8.2.7. Określona w pkt 8.2.5 ppkt 1); dopuszczalna prędkość zmian obciążenia nie ma zastosowania przy odciążaniu farmy wiatrowej ze względu na wzrost częstotliwości powyżej 50,5 Hz, zgodnie z charakterystyką statyczną P = f(Δf), ani w sytuacjach zakłóceniowych, gdy OSP, OSDp lub OSDn - odpowiednio do swoich kompetencji - poleci szybkie odciążenie albo, jeżeli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy. W takich przypadkach należy zapewnić prędkość zmiany mocy zgodną z pkt 8.2.5 ppkt 2)-3).

8.2.8. W celu zapewnienia właściwości dynamicznych dla całej farmy wiatrowej zaleca się aby każda pojedyncza turbina wiatrowa farmy wiatrowej była zdolna do redukcji mocy czynnej z prędkością nie mniejszą niż 5% Pn mocy znamionowej na sekundę w zakresie od 100% do 40% mocy generowanej.

8.2.9. Operator systemu ma prawo ograniczyć czasowo moc farmy wiatrowej przyłączonej do sieci 110 kV, do wartości nie mniejszej niż 5% mocy znamionowej farmy wiatrowej. Ograniczenie mocy może być zadawane przez sygnał zewnętrzny w MW lub % aktualnej mocy farmy wiatrowej, lub też w postaci zależności od częstotliwości i/lub napięcia sieci. Algorytm regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej musi być dostosowany do realizacji tego wymagania. Szybkość zmniejszania mocy w celu osiągnięcia zadanej wartości powinna wynosić co najmniej 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę.

8.2.10. OSDn, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, powiadamia właściciela farmy wiatrowej o konieczności jej wyłączenia, w celu dokonania określonych planowych prac remontowych lub naprawczych w sieci elektroenergetycznej.

8.2.11. W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego odpowiedni operator systemu, może polecić całkowite wyłączenie farmy wiatrowej. OSDn określa w warunkach przyłączenia do sieci wymagania w zakresie przystosowania farmy wiatrowej do zdalnego wyłączania, monitorowania i transmisji danych.

8.3. Praca farmy wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

8.3.1. Farma wiatrowa powinna mieć możliwość pracy w następującym zakresie częstotliwości:

a) Przy 49,5 ≤ f ≤ 50,5 Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy trwałej z mocą znamionową,

b) Przy 48,5 ≤ f < 49,5 Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 90% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 30 min.,

c) Przy 48,0 ≤ f < 48,5 Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 85% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 20 min.,

d) Przy 47,5 ≤ f < 48,0 Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 80% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 10 min.,

e) Przy f < 47,5 Hz farmę wiatrową można odłączyć od sieci ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu,

f) Przy 50,5 < f ≤ 51,5 Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość trwałej pracy z mocą ograniczaną wraz ze wzrostem częstotliwości, do zera przy częstotliwości 51,5 Hz,

g) Przy f > 51,5 Hz farmę wiatrową należy odłączyć od sieci w ciągu maks. 0,3 s, o ile operator systemu nie określi inaczej w warunkach przyłączenia do sieci.

8.3.2. Farma wiatrowa powinna spełniać warunki wymienione w pkt 8.3.1.a) i pkt 8.3.1.b) przy zmianach napięcia w miejscu przyłączenia do sieci w następującym zakresie:

a) 105 kV ÷ 123 kV – dla sieci 110 kV,

b) ±10 % Un – dla sieci SN.

8.3.3. Wartości napięcia i częstotliwości podane w powyższych punktach są quasi-stacjonarnymi, z gradientem zmian dla częstotliwości mniejszym niż 0,5% na minutę, a dla napięcia mniejszym niż 5% na minutę.

8.3.4. Zmniejszanie mocy wymagane przy zwyżce częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączanie jednostek pracujących w farmie wiatrowej.

8.3.5. OSDn może określić w warunkach przyłączenia farm wiatrowych przystosowanie do udziału w regulacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, poprzez zmianę mocy po zmianie częstotliwości. Wymaganie to dotyczy pełnego zakresu obciążenia farmy wiatrowej.

8.3.6. OSDn, w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego, określa w warunkach przyłączenia do sieci farmy wiatrowej, warunki udziału tej farmy w regulacji częstotliwości i wymagane parametry regulacji.

8.3.7. W zależności od lokalizacji i skali rozwoju energetyki wiatrowej, OSDn może w warunkach przyłączenia do sieci dopuścić odstępstwa od podanych wymagań określonych w pkt od 8.3.1. do 8.3.6.

8.4. Załączanie i wyłączanie farm wiatrowych

8.4.1. Farma wiatrowa powinna przekazywać do odpowiedniego operatora systemu sygnał informujący o aktualnym stanie jej jednostek wytwórczych. Sygnał ten powinien być generowany na podstawie identyfikacji stanu i przyczyn odstawienia jednostki.

8.4.2. Podczas każdego uruchamiania farmy wiatrowej gradient przyrostu mocy farmy wiatrowej nie może przekraczać wartości określonej w pkt 8.2.3. niniejszego załącznika.

8.4.3. Algorytm uruchamiania farmy wiatrowej musi zawierać kontrolę warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci.

8.4.4. W przypadku farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV, OSDn musi być poinformowany z 15 minutowym wyprzedzeniem o planowanym uruchomieniu farmy wiatrowej, po postoju dłuższym niż 15 minut spowodowanym wyłączeniem awaryjnym lub przekroczeniem granicznej prędkości wiatru. Powiadomienie nie jest konieczne jeżeli uruchomienie następuje wskutek wzrostu prędkości wiatru

ponad wartość minimalną, niezbędną dla wytwarzania mocy i prognozowane na najbliższą godzinę obciążenie farmy wiatrowej nie przekroczy 10% jej mocy znamionowej.

8.4.5. Z wyjątkiem przypadków zakłóceń w sieci i awarii farmy wiatrowej, redukcja mocy farmy wiatrowej powinna być realizowana zgodnie ze zdefiniowanym w pkt 8.2.3. niniejszego załącznika gradientem zmiany mocy czynnej.

8.5. Regulacja napięcia i mocy biernej

8.5.1. Wyposażenie farmy wiatrowej musi być tak dobrane, aby zapewnić utrzymanie, określonych w warunkach przyłączenia, warunków napięciowych (w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia) oraz stabilność współpracy z systemem elektroenergetycznym.

8.5.2. Farma wiatrowa musi mieć możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia. OSDn w warunkach przyłączenia do sieci określa wymagania w tym zakresie, wraz z potrzebą zastosowania automatycznej regulacji zdalnej.

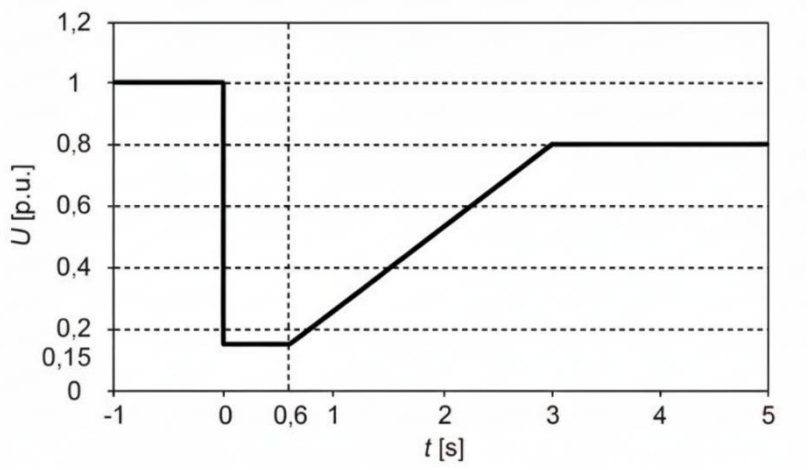
8.5.3. Podczas produkcji mocy czynnej, farma wiatrowa przyłączona do sieci 110 kV musi mieć możliwość pracy ze współczynnikiem mocy w miejscu przyłączenia do sieci w granicach od 0,95 (indukcyjny) do 0,95 (pojemnościowy), w pełnym zakresie obciążenia farmy.

8.5.4. W zależności od warunków napięciowych w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej do sieci, odpowiedni operator systemu może w trybie operatywnym zmieniać w/w zakres regulacji współczynnika mocy lub wymagać pracy z określonym stałym współczynnikiem mocy. Dla farm wiatrowych przyłączanych do sieci 110 kV zmiana zakresu regulacji powinna odbywać się w sposób zdalny.

8.5.5. Dla farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia, równej 50 MW i wyższej, należy zapewnić system zdalnego sterowania napięciem farmy i mocą bierną, z zachowaniem możliwości współpracy z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej, w tym także z istniejącymi układami regulacji napięcia na stacji ARST.

8.6. Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

8.6.1. Farmy wiatrowe przyłączone do sieci 110 kV powinny być przystosowane do utrzymania się w pracy w przypadku wystąpienia zwarć w sieci skutkujących obniżka napięcia w miejscu przyłączenia do sieci. Krzywa przedstawiona na rysunku poniżej przedstawia obszar, powyżej którego jednostki wytwórcze farmy wiatrowej nie mogą być wyłączane.



8.6.2. W niektórych lokalizacjach, OSDn może wymagać by farmy wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych, moc bierną. Wymaganie to określa OSDn w warunkach przyłączenia do sieci lub umowie o przyłączenie.

8.6.3. Wymagania w zakresie pracy farmy wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, OSDn określa w warunkach przyłączenia do sieci, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanych generatorów, moc farmy wiatrowej, jej położenie w sieci, koncentrację generacji wiatrowej w systemie i wyniki ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system.

8.6.4. Podczas zakłóceń skutkujących obniżeniem napięcia w miejscu przyłączenia do sieci, do wartości zgodnych z wykresem w pkt 8.6.1. niniejszego załącznika (obszar powyżej krzywej), farma wiatrowa przyłączana do sieci 110 kV nie może utracić zdolności regulacji mocy biernej i musi aktywnie oddziaływać w kierunku podtrzymania napięcia, w ramach ograniczeń technicznych farmy wiatrowej.

8.7. Dotrzymanie standardów jakości energii

8.7.1. Farma wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3%. W przypadku, gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą farmy wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5% dla częstości do 10 zakłóceń/godz. i 1,5% dla częstości do 100 zakłóceń/godz. Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń jednostek wytwórczych.

8.7.2. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy farmy wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%.

8.7.3. Wskaźniki krótkookresowego (Pst) i długookresowego (Plt) migotania napięcia farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV oraz SN nie powinny przekraczać odpowiednio wartości:

a) $P_{st} < 0,35$ dla sieci 110 kV i $P_{st} < 0,45$ dla sieci SN,

b) $P_{lt} < 0,25$ dla sieci 110 kV i $P_{lt} < 0,35$ dla sieci SN.

8.7.4. Farmy wiatrowe nie powinny powodować w miejscu przyłączenia emisji pojedynczych harmonicznych napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 0,7% dla sieci 110 kV oraz 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmonicznych THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od 2,0% dla sieci 110 kV oraz 4% dla sieci SN.

8.7.5. W ciągu każdego tygodnia 99 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych podanych powyżej w pkt od 8.7.1. do 8.7.3. współczynników jakości energii, powinno mieścić się w granicach określonych w tych punktach.

8.7.6. Farmy wiatrowe powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar współczynnika migotania światła oraz harmonicznych napięcia i prądu). Farmy wiatrowe przyłączane do sieci 110 kV powinny być wyposażone w system teletransmisji danych do odpowiedniego operatora systemu.

8.7.7. Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF powinien być poniżej 1%.

8.7.8. Ze względu na ochronę urządzeń telekomunikacyjnych poziom zakłóceń powodowany przez farmę wiatrową w miejscu przyłączenia do sieci, powinien spełniać wymagania odpowiednich przepisów telekomunikacyjnych.

8.8. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

8.8.1. Właściciel farmy wiatrowej ponosi odpowiedzialność za projekt i instalację zabezpieczeń chroniących farmę przed skutkami prądów zwarciowych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie, pracy asynchronicznej farmy oraz innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych.

8.8.2. Nastawienia zabezpieczeń farmy wiatrowej powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.

8.8.3. Nastawy zabezpieczeń farmy wiatrowej muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej farmy wiatrowej.

8.8.4. Zwarcia wewnątrz farmy wiatrowej powinny być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tej farmy.

8.8.5. Na etapie opracowywania dokumentacji projektowej farmy wiatrowej, właściciel farmy jest zobowiązany przeprowadzić i uzgodnić z odpowiednim operatorem systemu analizę zabezpieczeń obejmującą m.in. sprawdzenie:

a) kompletności zabezpieczeń,

b) poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach wytwórczych i w rozdzielni farmy wiatrowej,

c) koordynacji z zabezpieczeniami systemu dystrybucyjnego i/lub przesyłowego.

Analizę zabezpieczeń należy przekazać OSDn.

8.9. Monitoring i komunikacja farmy wiatrowej z operatorem systemu

8.9.1. Operator systemu, do sieci którego przyłączana jest farma wiatrowa, musi otrzymywać sygnały pomiarowe i rejestrowane parametry farmy. Zakres danych przekazywanych do operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego oraz miejsce ich dostarczania określa w warunkach przyłączenia OSDn.

8.9.2. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu pomiarów wielkości z farmy wiatrowej obejmuje wartości chwilowe:

a) mocy czynnej,

b) mocy biernej,

c) napięcia i prądu w miejscu przyłączenia do sieci,

d) współczynnika mocy cos φ,

e) średniej dla farmy prędkości wiatru.

8.9.3. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu danych dwustanowych obejmuje:

a) aktualny stan jednostek wytwórczych farmy, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,

b) stan układu regulacji częstotliwości dla farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV,

c) inne dane mogące skutkować wyłączeniem farmy wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.

8.9.4. Jako standardowe wyposażenie farmy wiatrowej przyłączanej na napięciu 110 kV powinien być stosowany system monitorowania w czasie rzeczywistym stanu i parametrów pracy, z zapewnieniem przekazywania danych do operatora systemu.

8.9.5. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV zapewni dostarczanie operatorowi systemu prognozy średniej godzinowej mocy farmy wiatrowej z co najmniej 48 godzinnym wyprzedzeniem i aktualizacją prognozy co 6 godzin. Sposób realizacji tego obowiązku definiuje się w warunkach przyłączenia i uzgadnia na etapie projektowania.

8.9.6. Właściciel farmy wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu, aktualne parametry wyposażenia farmy wiatrowej (urządzeń podstawowych i układów regulacji), niezbędne dla przeprowadzania analiz systemowych. W fazie przed uruchomieniem farmy wiatrowej są to dane producentów urządzeń.

8.9.7. OSDn określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej farmy wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.

8.9.8. Parametry techniczne systemu wymiany informacji, w tym protokoły komunikacji, pomiędzy farmą wiatrową i OSDn, określa OSDn na etapie projektowania.

8.9.9. W farmie wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV powinny być zainstalowane rejestratory przebiegów zakłóceniowych. Rejestratory powinny zapewniać rejestrację przebiegów przez 10 s przed zakłóceniem i 60 s po zakłóceniu oraz:

a) rejestrować w każdym polu sygnały analogowe – 3 napięcia i 3 prądy fazowe, napięcie $3U_0$ i prąd $3I_0$ oraz napięcia prądu stałego zasilającego aparaturę w polu,

b) rejestrować sygnały o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkie sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatyk na wyłączenie, wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór), sygnały załączające od układów SPZ oraz położenie biegunów aparatury łączeniowej.

8.9.10. Parametry techniczne systemu wymiany informacji, w tym protokoły komunikacji, pomiędzy farmą wiatrową i OSDn, określa OSDn na etapie projektowania.

8.10. Testy sprawdzające

8.10.1. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci dystrybucyjnej jest zobowiązany do przeprowadzenia w okresie pierwszego roku pracy farmy, testów sprawdzających spełnienie wymagań IRiESD. Sposób i zakres przeprowadzenia testów farmy wiatrowej uzgadniany jest z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno nastąpić co najmniej na co najmniej 6 miesięcy przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej.

8.10.2. Właściciel farmy wiatrowej na co najmniej 2 miesiące przed terminem przyłączenia farmy wiatrowej dostarcza OSDn zakres, program i harmonogram przeprowadzania testów, dostarczając równocześnie inne niezbędne dokumenty, jak instrukcje układów regulacji i instrukcję współpracy ruchowej. Powyższe dokumenty podlegają uzgodnieniu z OSDn. Uzgodnienie to powinno być zakończone w terminie 30 dni roboczych przed rozpoczęciem testów.

W testach sprawdzających powinna uczestniczyć niezależna firma ekspercka, uzgodniona pomiędzy OSDn i podmiotem posiadającym farmę wiatrową. Możliwe jest wytypowanie dla danego obszaru merytorycznego (określonej grupy testów sprawdzających) odrębnej, niezależnej firmy eksperckiej, o ile takie rozwiązanie zostanie uzgodnione pomiędzy stronami. Firma ekspercka nie powinna być zaangażowana w jakiekolwiek prace przy budowie farmy wiatrowej, będące przedmiotem przeprowadzenia obiektowych testów sprawdzających.

8.10.3. Testy obejmować powinny w szczególności:

a) charakterystyki mocy farmy wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,

b) uruchomienia farmy wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i zmian napięcia,

c) odstawiania farmy wiatrowej przy prędkości wiatru przekraczającej wartość, przy której osiągana jest moc znamionowa,

d) szybkości zmian napięcia przez układ regulacji napięcia,

e) działania układu regulacji mocy i częstotliwości,

f) wpływ farmy wiatrowej na jakość energii.

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

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

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

9. Dodatkowe wymagania dla mikroinstalacji.

9.1. Wymagania techniczne

9.1.1. Wymagania ogólne

9.1.1.1. Jeżeli OSDn wymaga monitorowania lub sterowania mikroinstalacją, funkcje te powinny być realizowane w sposób zintegrowany przez falownik albo integrator zapewniający wspólne sterowanie całą mikroinstalacją. Zakres wymagań określa OSDn w warunkach przyłączenia lub odrębnej dokumentacji technicznej.

9.1.1.2. Dla jednego przyłącza dopuszcza się zabudowę mikroinstalacji za pomocą falowników jednofazowych o łącznej mocy nie większej niż 3,68 kW na każdej fazie, pod warunkiem spełnienia wymagań z pkt 9.1.1.1.

9.1.1.3. Jeżeli dla mikroinstalacji wymagane jest zdalne sterowanie, OSDn wskazuje w warunkach przyłączenia wymagany interfejs i protokół komunikacyjny. Dopuszcza się zastosowanie RS485 i protokołu SunSpec, jeżeli rozwiązanie takie zostało wskazane lub zaakceptowane przez OSDn. Urządzenia komunikacyjne powinny być dostępne dla uprawnionych służb technicznych.

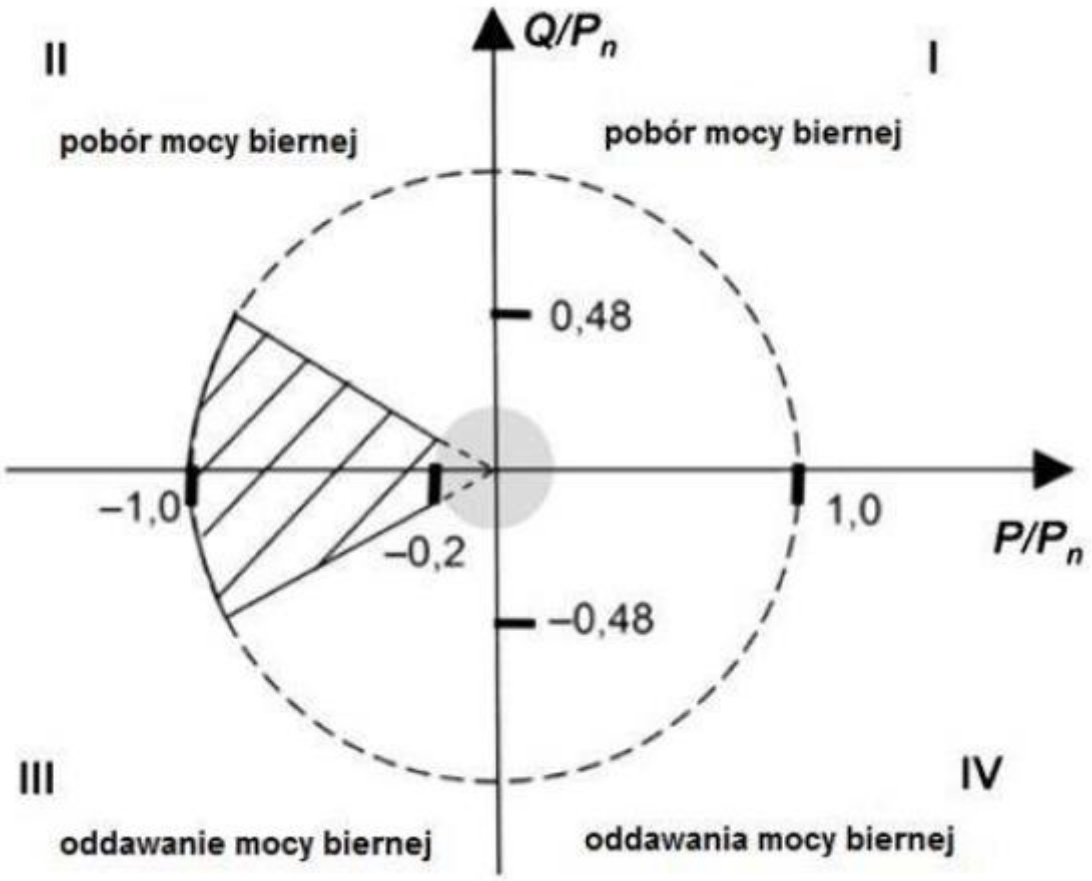
9.1.2. Wymagania w zakresie regulacji mocy biernej

9.1.2.1. Wymagania ogólne:

Mikroinstalacja przyłączona przez falownik ma być zdolna do pracy w normalnych warunkach eksploatacji w paśmie tolerancji napięcia od 0,85 Un do 1,1 Un z następującą mocą bierną:

a) zgodnie z krzywą charakterystyki zadanej przez OSDn w obrębie współczynników przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu od cos φ=0,9ind do cos φ =0,9poj, gdzie moc czynna wyjściowa mikroinstalacji jest równa 20% znamionowej mocy czynnej lub większa,

b) bez zmian mocy biernej więcej niż o 10% znamionowej mocy czynnej mikroinstalacji przy mocy czynnej niższej niż 20% znamionowej mocy czynnej. Wymaganie to przedstawiono na rys. nr 2.



Rysunek 1 Zdolność do generacji mocy biernej w obciążeniowym układzie odniesienia

9.1.2.2. Wymagane tryby regulacji mocy biernej:

Mikroinstalacja ma być zdolna do działania w następujących trybach sterowania:

a) sterowanie mocą bierną w funkcji napięcia na zaciskach generatora (tryb Q(U)) jako tryb podstawowy,

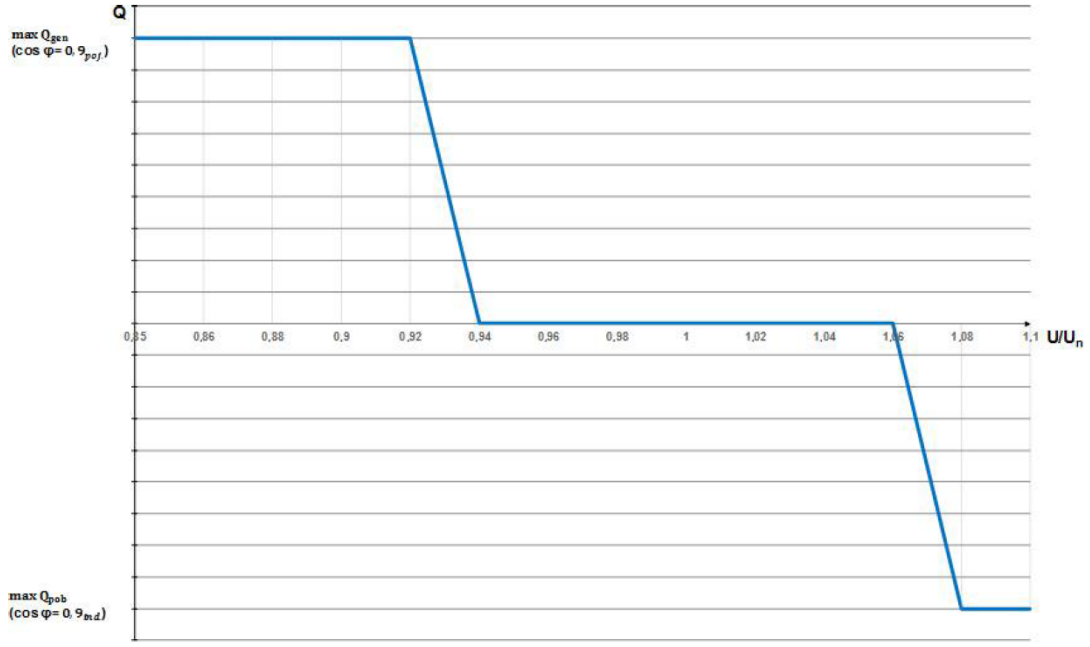
b) sterowanie współczynnikiem mocy w funkcji generacji mocy czynnej (tryb cos φ (P)), jako tryb alternatywny,

c) cos φ stałe, nastawiane w granicach od cos φ = $0,9_{ind}$ do cos φ =$0,9_{poj}$, jako tryb dodatkowy.

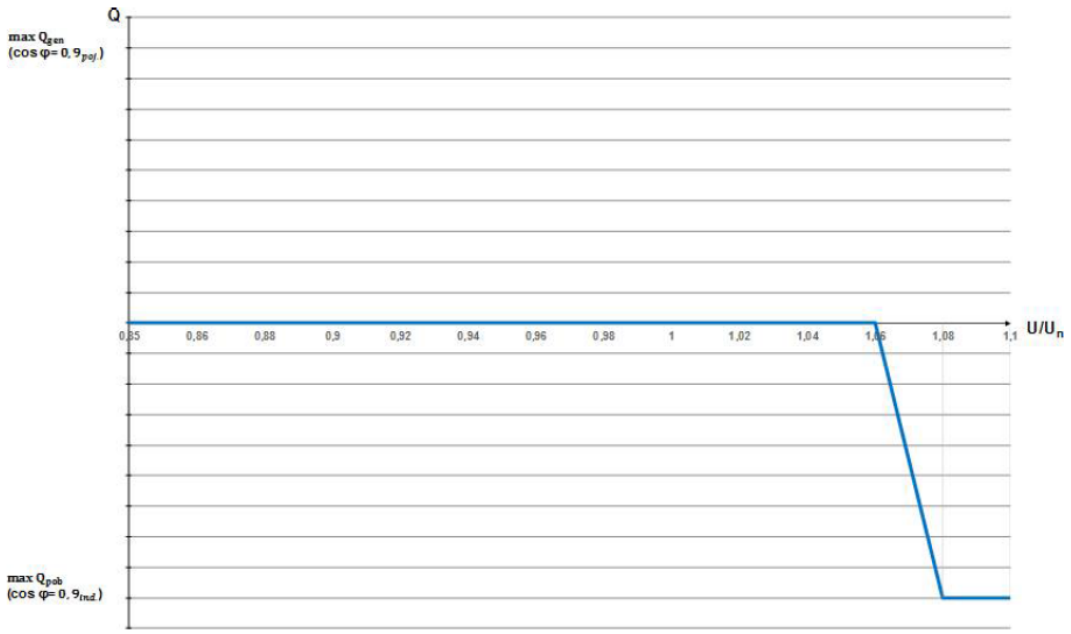
Konfiguracja trybów sterowania oraz ich aktywacja i dezaktywacja ma być możliwa do ustawienia w miejscu zainstalowania urządzenia sterującego. W momencie uruchomienia mikroinstalacji należy ustawić tryb podstawowy zgodny z powyższym ppkt a). Zmiana trybu możliwa jest jedynie na polecenie OSDn. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia trybów pracy - zmiana trybów pracy nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

9.1.2.3. Wymagania w zakresie trybu sterowania wyjściową mocą bierną w funkcji napięcia - Q(U):

W trybie Q(U) sterowanie odbywa się według charakterystyk określonych w niniejszym załączniku lub w warunkach przyłączenia. Charakterystyka Q(U) powinna być konfigurowalna w celu dostosowania pracy mikroinstalacji do warunków napięciowych w miejscu przyłączenia. Zmiana nastaw wymaga uzgodnienia pomiędzy OSDn a właścicielem mikroinstalacji. Dynamiczna odpowiedź układu regulacji powinna spełniać wymagania określone przez OSDn i właściwe normy.



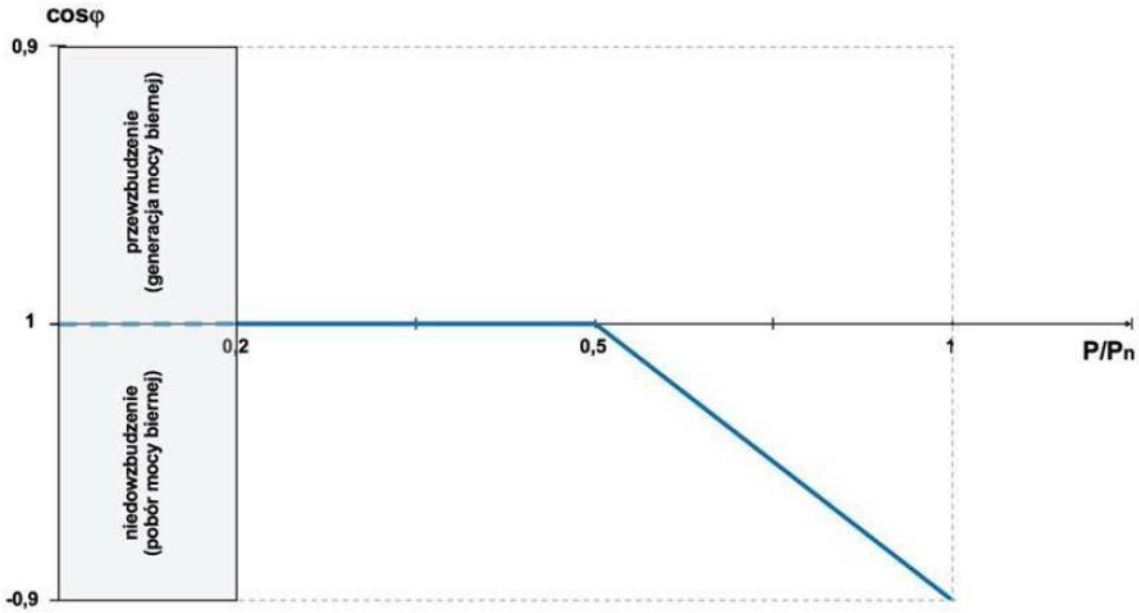
Rysunek 2 Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia wymagana przez OSDn



Rysunek 3 Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia dla mikroinstalacji przyłączonych jednofazowo, wymagana przez OSDn

9.1.2.4. Wymagania w zakresie trybu sterowania współczynnikiem przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu w funkcji mocy czynnej generowanej - cos φ (P):

W trybie cos φ (P) sterowanie odbywa się, według krzywej przedstawionej na rys. 5. Nastawione nowe wartości, wynikające ze zmiany mocy czynnej generowanej, muszą być nastawione w ciągu 10 s. Zaleca się, aby szybkość zmiany mocy biernej następowała w takim samym czasie jak szybkość zmiany mocy czynnej i była zsynchronizowana z szybkością zmiany mocy czynnej.



Rysunek 4 Charakterystyka sterowania współczynnikiem mocy cos φ w funkcji generowanej mocy czynnej wymagana przez OSDn

9.1.3. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w regulację mocy czynnej

9.1.3.1. OSDn może wymagać przystosowania mikroinstalacji do zdalnego ograniczenia lub zaprzestania generacji mocy czynnej, jeżeli wynika to z przepisów prawa, warunków przyłączenia, wpływu mikroinstalacji na pracę sieci albo potrzeb bezpieczeństwa systemu.

Dla mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW OSDn może określić w warunkach przyłączenia wymagany sposób realizacji ograniczenia pracy lub odłączenia od sieci. Interfejs i protokół komunikacyjny, w tym ewentualne zastosowanie RS485 i SunSpec, są wskazywane przez OSDn dla konkretnego obiektu i nie stanowią wymagania automatycznie stosowanego do każdej mikroinstalacji.

9.1.3.2. W celu uniknięcia całkowitego wyłączenia mikroinstalacji spowodowanego zadziałaniem zabezpieczenia nadnapięciowego mikroinstalacji, zaleca się aby mikroinstalacja posiadała funkcję zmniejszania mocy czynnej generowanej w funkcji wzrostu napięcia. Istotne jest, aby funkcja ta działała dopiero po wyczerpaniu możliwości regulacji napięcia poborem mocy biernej w trybie Q(U) tj. powyżej 1,08 Un. Funkcja ta nie może powodować skokowych zmian mocy generowanej.

9.1.4. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w układ zabezpieczeń

9.1.4.1. Wymagania ogólne:

Mikroinstalacje powinny posiadać wbudowany układ zabezpieczeń, składający się co najmniej z następujących zabezpieczeń:

- dwustopniowe zabezpieczenie nadnapięciowe,
- zabezpieczenie podnapięciowe,
- zabezpieczenie podczęstotliwościowe,
- zabezpieczenie nadczęstotliwościowe,
- zabezpieczenie od pracy wyspowej (LoM).

Nastawy poszczególnych zabezpieczeń muszą być możliwe do ustawienia w miejscu zainstalowania urządzenia sterującego. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia nastaw zabezpieczeń - zmiana nastaw zabezpieczeń nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

Nastawy poszczególnych zabezpieczeń nie mogą przekraczać granicznych wartości oraz innych parametrów ustalonych i wskazanych przez OSDn, mających wpływ na pracę sieci elektroenergetycznej.

9.1.4.2. W tabeli nr 5 przedstawiono wymagane nastawy poszczególnych zabezpieczeń, wchodzących w skład układu zabezpieczeń.

Tabela 6 Nastawy układu zabezpieczeń

Funkcja zabezpieczenia		**Wymagane nastawienie wartości wyłączającej**		**Maksymalny czas odłączenia**	**Minimalny czas zadziałania**
U_{LN}	Obniżenie napięcia	0,85 Un	195,5 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1[1)]	1,1 Un	253,0 V	3,0 s	-

	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 Un	264,5 V	0,2 s	0,1 s
U_{LL}	Obniżenie napięcia	0,85 Un	340,0 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1[1)]	1,1 Un	440,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 Un	460,0 V	0,2 s	0,1 s
Obniżenie częstotliwości		47,5 Hz		0,5 s	0,3 s
Podwyższenie częstotliwości		52 Hz		0,5 s	0,3 s
Zabezpieczenie od pracy wyspowej	ROCOF	2,5 Hz/s		0,5 s	-
	aktywne	-		5 s	-
[1)] 10-minutowa wartość średnia, zgodnie z EN 50160. Szczegółowe wymagania w zakresie pomiaru wartości średniej zawarte są w normie PN-EN 50438:2014-02.					

Zabezpieczenia LoM wykorzystują uznane techniki, wykrywające w sposób pewny zanik zasilania z sieci dystrybucyjnej. Nie dopuszcza się stosowania zabezpieczeń wykorzystujących metody związane z iniekcją pulsów do sieci dystrybucyjnej.

Informacje na temat nastaw zabezpieczeń powinny być możliwe do odczytania z mikroinstalacji w szczególności z wyświetlacza, interfejsu użytkownika lub przez port komunikacyjny oraz określone w technicznej dokumentacji indywidualnej dla danej mikroinstalacji, dołączonej przez producenta lub instalatora.

9.1.4.3. Dopuszcza się pracę mikroinstalacji na potrzeby własne instalacji odbiorczej przy zaniku napięcia w sieci OSDn wyłącznie po automatycznym utworzeniu skutecznej przerwy izolacyjnej pomiędzy instalacją odbiorczą a siecią OSDn. Ponowne połączenie z siecią może nastąpić dopiero po spełnieniu warunków synchronizacji i bezpieczeństwa określonych w normach, warunkach przyłączenia i instrukcji urządzenia.

9.1.5. Jakość energii

Mikroinstalacje muszą spełniać wymagania norm dotyczących jakości energii wprowadzanej do sieci oraz dyrektyw dotyczących kompatybilności elektromagnetycznej i Ustawy.

9.2. Praca i bezpieczeństwo mikroinstalacji

9.2.1. Nastawy zadanych wartości, możliwych do ustawienia w mikroinstalacji, muszą być możliwe do odczytania z mikroinstalacji, np. z wyświetlacza, interfejsu użytkownika lub poprzez port komunikacyjny. Tabliczka znamionowa mikroinstalacji ma posiadać co najmniej następujące informacje:

a) nazwę producenta lub znak firmowy,

b) określenie typu lub numer identyfikacyjny, oznaczenie serii lub partii i numer seryjny,

c) moc znamionową,

d) napięcie znamionowe,

e) częstotliwość znamionowa,

f) zakres regulacji współczynnika przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu,

g) oznakowanie CE.

Informacje te muszą być umieszczone również w instrukcji obsługi. Dodatkowo na tabliczce znamionowej powinien być umieszczony numer seryjny. Wszystkie informacje powinny być podane w języku polskim.

W miejscach z dostępnymi elementami pod napięciem należy stosować etykiety ostrzegawcze.

9.2.2. Inne wymagania dotyczące przekazania mikroinstalacji do eksploatacji:

a) Producent musi dostarczyć instrukcję montażu zgodnie z normami i wymaganiami krajowymi,

b) Urządzenia wchodzące w skład mikroinstalacji muszą podlegać badaniom typu pod względem wymagań odpowiednich norm w zakresie współpracy z siecią, w przypadku braku stosownych norm wyrobu,

c) Montaż musi być wykonany przez instalatorów posiadających odpowiednie i potwierdzone kwalifikacje,

d) Właściciel mikroinstalacji musi dysponować przygotowanym przez instalatora schematem jednokresowym mikroinstalacji.

9.3. Zestawienie zbiorcze wymagań i uwagi końcowe

Zbiorcze zestawienie wymagań dla systemów generacji w zależności o zainstalowanej mocy przedstawiono w Tabeli 2.

W przypadku wątpliwości interpretacyjnych należy wystąpić ze stosownym zapytaniem do OSDn.

Tabela 7 Zbiorcze zestawienie wymagań dla mikroinstalacji w zależności od mocy zainstalowanej.

P_n [kW]	**$P_n \leq 3{,}68$**	**$3{,}68 < P_n \leq 10$**	**$10 < P_n \leq 50$**
Wymagania w zakresie zdalnego sterowania przez OSDn	-	-	Możliwość zdalnego sterowania mocą czynną oraz możliwość zdalnego odłączenia mikroinstalacji tj. zaprzestania generacji mocy do sieci dystrybucyjnej
Automatyczna redukcja mocy czynnej przy f >50,2 Hz wg zadanej charakterystyki P(f)	TAK		
Regulacja mocy biernej według zadanej charakterystyki Q(U) i cos φ (P)	TAK		
Układ zabezpieczeń: komplet zabezpieczeń nad- i podnapięciowych, nad- i podczęstotliwościowych oraz od pracy wyspowej	TAK		
Sposób przyłączenia	1-fazowo lub 3-fazowo	3-fazowo	

10. Wymagania techniczne dla magazynów energii elektrycznej przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn.

10.1. Postanowienia ogólne

Magazyny energii elektrycznej pracujące w trybie oddawania energii do sieci traktuje się, w zakresie wynikającym z właściwych przepisów i TCM, jak odpowiedni typ modułu wytwarzania energii. Stosuje się do nich wymagania NC RfG i wymogi ogólnego stosowania w zakresie mającym zastosowanie, w tym wymagania dotyczące aktywnej odpowiedzi na odchylenia częstotliwości w trybach LFSM-O i LFSM-U.

10.2. Aktywna odpowiedź na odchylenia częstotliwości

10.2.1. Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, powinny być zdolne do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na podwyższoną częstotliwość, analogicznie jak moduły wytwarzania A, B, C i D.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania, w momencie, gdy częstotliwość przekroczy próg częstotliwości dla trybu LFSM-O (50,2 Hz – 50,5 Hz, wartość domyślna 50,2 Hz) nie powinny zmniejszać mocy ładowania poniżej chwilowej mocy czynnej, dopóki częstotliwość nie powróci poniżej progu częstotliwości. Zaleca się, aby magazyny energii elektrycznej zwiększały moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem (w zakresie 2 do 12%, wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy ładowania w przypadku osiągnięcia maksymalnej pojemności ładowania oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia. Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości, powinny zmniejszać moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.

10.2.2. Odpowiedź mocą na obniżoną częstotliwość (tryb LFSM-U)

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, powinny być zdolne do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na obniżoną częstotliwość, analogicznie jak moduły wytwarzania C i D.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, w momencie, gdy częstotliwość przekroczy próg częstotliwości dla trybu LFSM-U (49,8 Hz - 49,5 Hz, wartość domyślna 49,8 Hz) nie powinny zmniejszać mocy rozładowania poniżej chwilowej mocy czynnej, dopóki częstotliwość nie powróci powyżej progu częstotliwości. Zaleca się, aby magazyny energii elektrycznej zwiększały moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem (w zakresie 2 do 12%, wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy rozładowania w przypadku osiągnięcia minimalnej pojemności oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości powinny obniżać moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.

11. Telemechanika, monitoring i zdalne sterowanie farmami wiatrowymi, farmami fotowoltaicznymi oraz magazynami energii

11.1. Zakres stosowania

11.1.1. OSDn może wymagać wyposażenia źródła lub magazynu energii w telemechanikę, monitoring i zdalne sterowanie, jeżeli uzasadniają to moc obiektu, poziom napięcia, wpływ na pracę sieci, wymagania kodeksów sieci albo potrzeba realizacji poleceń OSDn lub OSDp, w tym poleceń OSDp wydawanych w wykonaniu poleceń OSP.

11.1.2. Szczegółowy zakres funkcji, sygnałów i pomiarów określa OSDn w warunkach przyłączenia, umowie o przyłączenie, instrukcji współpracy ruchowej lub uzgodnionej dokumentacji technicznej.

11.2. Monitoring i telesygnalizacja

11.2.1. System powinien umożliwiać przekazywanie do OSDn w czasie rzeczywistym co najmniej stanów łączników wskazanych przez OSDn, pomiarów napięcia, prądu, częstotliwości, mocy czynnej i biernej oraz sygnałów zadziałania zabezpieczeń, trybów regulacji i dostępności obiektu.

11.2.2. Jeżeli obiekt składa się z wielu jednostek wytwórczych, modułów lub magazynów, OSDn może wymagać ich zintegrowanej obserwowalności i sterowalności w jednym punkcie komunikacyjnym.

11.3. Zdalne sterowanie i wykonywanie poleceń ruchowych

11.3.1. W zakresie określonym przez OSDn system powinien umożliwiać zdalne załączenie lub wyłączenie wskazanego łącznika, zaprzestanie generacji, ograniczenie mocy czynnej, zmianę wartości zadanej mocy czynnej, sterowanie mocą bierną lub współczynnikiem mocy oraz zmianę trybu regulacji napięcia.

11.3.2. Polecenia OSP dotyczące obiektu przyłączonego do sieci OSDn są przekazywane co do zasady w łańcuchu OSP–OSDp–OSDn–użytkownik systemu. Polecenia OSDp i OSDn są realizowane przez użytkownika systemu albo, jeżeli właściwa instrukcja współpracy ruchowej lub uzgodniona dokumentacja techniczna przewiduje zdalne sterowanie z systemów OSDp, przez OSDp w zakresie określonym dla danego obiektu. Realizacja polecenia odbywa się z uwzględnieniem technicznych możliwości obiektu i zasad bezpieczeństwa.

11.3.3. OSDn może wymagać technicznych zabezpieczeń zapobiegających przekroczeniu mocy przyłączeniowej oraz funkcji umożliwiających zdalne ograniczenie mocy oddawanej do sieci.

11.4. Komunikacja z systemami SCADA OSDn i OSDp

11.4.1. Jeżeli wymagają tego warunki przyłączenia, obiekt integruje się z systemem SCADA stosowanym przez OSDn, w tym – jeżeli zostanie wskazany dla danego obiektu – z systemem SYNDIS MIKRONIKA, za pomocą urządzenia komunikacyjno-sterującego i łącza o parametrach uzgodnionych z OSDn. Jeżeli właściwa instrukcja współpracy ruchowej lub uzgodniona dokumentacja techniczna przewiduje wymianę danych lub zdalne sterowanie z systemów OSDp, obiekt zapewnia również wymagany interfejs do systemów OSDp. Zakres sygnałów, funkcji, protokołów i łączy określa się indywidualnie dla danego obiektu.

11.4.2. OSDn może wymagać wykonania łącza światłowodowego. Dopuszczalne jest zastosowanie innego środka transmisji, jeżeli zapewnia wymaganą niezawodność, przepływność, bezpieczeństwo i czas reakcji.

11.4.3. Protokół komunikacyjny jest wskazywany przez OSDn dla konkretnego obiektu. OSDn może wymagać protokołu DNP3, IEC 60870-5-104 albo innego protokołu kompatybilnego z systemem OSDn. Żaden z tych protokołów nie jest wymagany automatycznie od wszystkich obiektów.

11.4.4. Podmiot zapewnia utrzymanie łącza, synchronizację czasu, właściwą jakość danych, ochronę przed nieuprawnionym dostępem oraz niezwłocznie informuje OSDn o awarii systemu komunikacji lub sterowania.

11.5. Próby, testy i eksploatacja

11.5.1. Przed rozpoczęciem pracy równoległej z siecią przeprowadza się testy transmisji, telesygnalizacji, telemetrii, zdalnego sterowania, funkcji ograniczania mocy oraz współpracy z EAZ. Zakres testów zatwierdza OSDn, a w przypadku funkcji, sygnałów lub urządzeń przeznaczonych do współpracy z systemami OSDp – uzgadnia go z OSDp w zakresie wynikającym z właściwej instrukcji współpracy ruchowej lub dokumentacji technicznej.

11.5.2. OSDn może wymagać okresowych testów sprawdzających oraz testów po modernizacji urządzeń, zmianie oprogramowania, zmianie protokołu lub wystąpieniu awarii mającej wpływ na komunikację albo sterowanie.

11.5.3. Negatywny wynik testu może stanowić podstawę do odmowy dopuszczenia obiektu do pracy równoległej, ograniczenia jego pracy albo wyznaczenia programu naprawczego i terminu ponownego testu.

ZAŁĄCZNIK NR 2

ISTOTNE POSTANOWIENIA UMÓW O ŚWIADCZENIE USŁUG DYSTRYBUCJI ZAWIERANYCH ZE SPRZEDAWCAMI

1. Postanowienia wspólne dla GUD i GUD-K

1.1. OSDn i sprzedawca przyjmują, że podstawę ustalenia i realizacji warunków GUD albo GUD-K stanowią w szczególności: Ustawa, IRiESD, IRiESP-OIRE wraz z SWI i TSKB, WDB, Taryfa OSDn, IRiESD OSDp w zakresie mającym zastosowanie do współpracy OSDn z OSDp oraz pozostałe przepisy prawa powszechnie obowiązującego.

1.2. IRiESD stanowi część GUD i GUD-K. Zmiany IRiESD, IRiESP-OIRE, WDB lub innych dokumentów wskazanych w umowie obowiązują strony w zakresie wynikającym z przepisów prawa i postanowień umowy, bez konieczności powtarzania ich pełnej treści w GUD albo GUD-K.

1.3. Warunkiem realizacji procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE jest obowiązywanie właściwych Umów CSIRE zawartych z OIRE oraz spełnienie wymagań technicznych i organizacyjnych określonych w IRiESP-OIRE, SWI i TSKB.

1.4. Warunkiem realizacji zobowiązań OSDn wobec sprzedawcy jest obowiązywanie umów i konfiguracji niezbędnych dla danego procesu, w szczególności umowy OSDn z OSDp, umów sieciowych URD, właściwego przypisania POBZ oraz Umów CSIRE.

1.5. GUD i GUD-K określają zasady wymiany informacji nieobjętych procesami IRiESP-OIRE. Informacje rynku energii objęte IRiESP-OIRE są wymieniane przez CSIRE.

1.6. Postępowanie w razie niedostępności CSIRE odbywa się zgodnie z IRiESP-OIRE, SWI i TSKB. Poczta elektroniczna, formularze lub lokalny system OSDn nie stanowią automatycznie zastępczego kanału dla procesów CSIRE.

1.7. Strony zapewniają poufność, integralność i bezpieczeństwo informacji oraz przetwarzają dane osobowe zgodnie z przepisami prawa i zasadami określonymi w GUD albo GUD-K.

2. Część A - Istotne postanowienia GUD-K

2.1. Przedmiot GUD-K

2.1.1. Na podstawie GUD-K OSDn zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową.

2.1.2. GUD-K określa w szczególności: zasady realizacji umów kompleksowych, przypisywania ich do PPE w CSIRE, rozliczeń pomiędzy OSDn i sprzedawcą, wskazania i zmiany POBZ, udostępniania danych pomiarowych, wstrzymania i wznowienia dostarczania energii, sprzedaży rezerwowej, odpowiedzialności stron oraz przekazywania informacji nieobjętych CSIRE.

2.2. Obowiązki OSDn

2.2.1. OSDn w szczególności:

1) przyjmuje od OIRE informacje o umowach kompleksowych i realizuje procesy wynikające z tych informacji;

2) świadczy usługi dystrybucji dla PPE objętych umowami kompleksowymi, zgodnie z IRiESD i Taryfą OSDn;

3) pozyskuje lub wyznacza dane pomiarowe i przekazuje je do OIRE za pośrednictwem CSIRE;

4) realizuje wstrzymanie i wznowienie dostarczania energii na zasadach określonych w Ustawie, IRiESD i procesach CSIRE;

5) przekazuje sprzedawcy informacje niezbędne do realizacji GUD-K, które nie są udostępniane przez OIRE;

6) prowadzi rozliczenia ze sprzedawcą zgodnie z GUD-K i Taryfą OSDn.

2.3. Obowiązki sprzedawcy

2.3.1. Sprzedawca w szczególności:

1) zgłasza do OIRE zawarcie, zmianę lub zakończenie umowy kompleksowej zgodnie z IRiESP-OIRE, SWI i TSKB;

2) zapewnia właściwe przypisanie POBZ w CSIRE i ciągłość bilansowania handlowego;

3) terminowo reguluje należności wynikające z GUD-K;

4) przekazuje OSDn informacje nieobjęte CSIRE, które są niezbędne do realizacji GUD-K;

5) informuje OIRE i OSDn o zdarzeniach wpływających na możliwość realizacji usługi kompleksowej, zgodnie z właściwym procesem.

2.4. Dane pomiarowe i rozliczenia

2.4.1. Dane pomiarowe rynku detalicznego są udostępniane sprzedawcy przez OIRE za pośrednictwem CSIRE. OSDn nie prowadzi równoległego podstawowego kanału udostępniania tych samych danych, z wyjątkiem informacji nieobjętych procesami IRiESP-OIRE.

2.4.2. GUD-K określa zasady rozliczeń za usługi dystrybucji, terminy płatności, zasady korekt i zabezpieczenia należytego wykonania zobowiązań.

2.5. Wstrzymanie, wznowienie i sprzedaż rezerwowa

2.5.1. Wymiana informacji dotyczących wstrzymania i wznowienia dostarczania energii odbywa się przez CSIRE, jeżeli dany proces jest objęty IRiESP-OIRE, a w pozostałym zakresie w sposób określony w GUD-K.

2.5.2. Zasady sprzedaży rezerwowej, w tym jej uruchomienie przez OIRE, wynikają z Ustawy, IRiESD i IRiESP-OIRE. GUD-K nie może utrzymywać lokalnego procesu sprzecznego z CSIRE.

2.6. Ograniczenie, rozwiązanie i odpowiedzialność

2.6.1. GUD-K określa przypadki ograniczenia albo wstrzymania jej realizacji, zasady odpowiedzialności stron, siłę wyższą, reklamacje, tryb rozstrzygania sporów oraz warunki zmiany, wypowiedzenia i rozwiązania umowy.

2.6.2. Utrata POBZ, wymaganej koncesji, Umowy CSIRE albo innego warunku niezbędnego do realizacji GUD-K powoduje skutki określone w Ustawie, IRiESD i GUD-K, wyłącznie w zakresie, w jakim zdarzenie uniemożliwia dalszą realizację umowy.

3. Część B - Istotne postanowienia GUD

3.1. Przedmiot GUD

3.1.1. Na podstawie GUD OSDn umożliwia realizację przez sprzedawcę umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych z URD przyłączonymi do sieci OSDn, a także - jeżeli dotyczy - zakup energii wprowadzanej do sieci przez URD.

3.1.2. GUD określa w szczególności: zasady realizacji umów sprzedaży, przypisywania ich do PPE w CSIRE, wskazania i zmiany POBZ, udostępniania danych pomiarowych, wstrzymania i wznowienia dostarczania energii, sprzedaży rezerwowej, odpowiedzialności stron oraz przekazywania informacji nieobjętych CSIRE.

3.2. Obowiązki OSDn

3.2.1. OSDn w szczególności:

1) przyjmuje od OIRE informacje o umowach sprzedaży i realizuje procesy wynikające z tych informacji;

2) świadczy usługi dystrybucji URD posiadającym umowę dystrybucji z OSDn;

3) pozyskuje lub wyznacza dane pomiarowe i przekazuje je do OIRE za pośrednictwem CSIRE;

4) realizuje wstrzymanie i wznowienie dostarczania energii na zasadach określonych w Ustawie, IRiESD i procesach CSIRE;

5) przekazuje sprzedawcy informacje niezbędne do realizacji GUD, które nie są udostępniane przez OIRE.

3.3. Obowiązki sprzedawcy

3.3.1. Sprzedawca w szczególności:

1) zgłasza do OIRE zawarcie, zmianę lub zakończenie umowy sprzedaży zgodnie z IRiESP-OIRE, SWI i TSKB;

2) zapewnia właściwe przypisanie POBZ w CSIRE i ciągłość bilansowania handlowego;

3) przekazuje OSDn informacje nieobjęte CSIRE, które są niezbędne do realizacji GUD;

4) informuje OIRE i OSDn o zdarzeniach wpływających na możliwość realizacji sprzedaży, zgodnie z właściwym procesem;

5) wykonuje obowiązki informacyjne wobec URD, w tym obowiązki związane ze sprzedażą rezerwową, jeżeli pełni funkcję sprzedawcy rezerwowego.

3.4. Dane pomiarowe

3.4.1. Dane pomiarowe rynku detalicznego są udostępniane sprzedawcy przez OIRE za pośrednictwem CSIRE. Informacje nieobjęte CSIRE są wymieniane w sposób określony w GUD.

3.5. POBZ

3.5.1. Wskazanie i zmiana POBZ sprzedawcy odbywa się w CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE. GUD określa obowiązek utrzymywania ciągłości bilansowania handlowego oraz zasady informowania o zdarzeniach nieobjętych procesami CSIRE.

3.6. Wstrzymanie, wznowienie i sprzedaż rezerwowa

3.6.1. Wymiana informacji dotyczących wstrzymania i wznowienia dostarczania energii odbywa się przez CSIRE, jeżeli dany proces jest objęty IRiESP-OIRE, a w pozostałym zakresie w sposób określony w GUD.

3.6.2. Sprzedawcą rezerwowym właściwym dla obszaru działania OSDn jest podmiot określony zgodnie z Ustawą. Uruchomienie sprzedaży rezerwowej dla PPE obsługiwanego przez CSIRE następuje na podstawie informacji OIRE, zgodnie z pkt A.7.

3.6.3. GUD nie może przewidywać wskazywania sprzedawcy rezerwowego przez URD ani składania przez OSDn w imieniu URD oświadczenia o przyjęciu oferty, jeżeli dany przypadek podlega mechanizmowi sprzedaży rezerwowej wynikającemu z aktualnych przepisów prawa i CSIRE.

3.7. Ograniczenie, rozwiązanie i odpowiedzialność

3.7.1. GUD określa przypadki ograniczenia albo wstrzymania jej realizacji, zasady odpowiedzialności stron, siłę wyższą, reklamacje, tryb rozstrzygania sporów oraz warunki zmiany, wypowiedzenia i rozwiązania umowy.

3.7.2. Utrata POBZ, wymaganej koncesji, Umowy CSIRE albo innego warunku niezbędnego do realizacji GUD powoduje skutki określone w Ustawie, IRiESD i GUD, wyłącznie w zakresie, w jakim zdarzenie uniemożliwia dalszą realizację umowy.

4. Postanowienia końcowe

4.1. Istotne postanowienia określone w niniejszym załączniku mają charakter minimalny. GUD i GUD-K mogą zawierać postanowienia dodatkowe lub bardziej szczegółowe, o ile nie są sprzeczne z Ustawą, IRiESD, IRiESP-OIRE, WDB ani innymi wiążącymi dokumentami.

4.2. GUD i GUD-K podlegają prawu polskiemu. Wszelkie spory rozstrzyga się na zasadach określonych w umowie i przepisach prawa.

Michał Stanisław Klesyk

Elektronicznie podpisany przez Michał Stanisław Klesyk
Data: 2026.09.28 14:57:42 +02'00'