

ENEA Operator sp. z o.o.
ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań



INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ (tekst ujednoczony)

Data wejścia w życie: 1 stycznia 2014 r.

Treść uwzględnia Karty aktualizacji nr 1/2014 (obowiązuje od 1 stycznia 2015 r.), nr 2/2015 (obowiązuje od 1 lipca 2015 r.), nr 3/2015 (obowiązuje od 1 lutego 2016 r.), nr 4/2015 (obowiązuje od 1 stycznia 2016 r.), nr 5/2016 (obowiązuje od 1 stycznia 2017 r.), nr 6/2017 (obowiązuje od 1 maja 2017 r.), nr 7/2017 (obowiązuje od 1 stycznia 2018 r.), nr 9/2018 (obowiązuje od 15 marca 2018 r.), nr 10/2018 (obowiązuje od 22 kwietnia 2019 r. z wyłączeniem zmian w zakresie Załącznika nr 1 do IRIESD, które obowiązują od 15 października 2019 r.), nr 11/2018 (obowiązuje od 9 września 2019 r. z wyłączeniem zmian w zakresie pkt. B.13., pkt. D.2.12. oraz pkt. D.2.13. IRIESD, które obowiązują od 27 sierpnia 2020 r.), nr 12/2018 (obowiązuje od 1 stycznia 2019 r.), nr 13/2018 (obowiązuje od 14 stycznia 2019 r.), nr 15/2019 (obowiązuje od 1 maja 2019 r.), nr 16/2019 (obowiązuje od 1 stycznia 2020 r.), nr 17/2020 (obowiązuje od 17 listopada 2020 r.), nr 18/2020 (obowiązuje od 1 stycznia 2021 r.), nr 19/2020 (obowiązuje od 1 stycznia 2021 r.), nr 20/2021 (obowiązuje od 7 maja 2021 r.), nr 21/2021 (obowiązuje od 17 lutego 2022 r.), nr 22/2021 (obowiązuje od 1 stycznia 2022 r.), nr 23/2022 (obowiązuje od 20 lutego 2023 r. z wyłączeniem nowego Załącznika nr 5 do IRIESD, który obowiązuje od 12 września 2023 r.), nr 24/2022 (obowiązuje od 1 stycznia 2023 r.), nr 25/2023 (obowiązuje od 24 maja 2023 r.), nr 26/2023 (obowiązuje od 2 sierpnia 2023 r.), nr 27/2023 (obowiązuje od 15 września 2023 r. z wyłączeniem zmian zawartych w pkt. 3 Karty aktualizacji nr 27/2023, które wchodzi w życie od dnia 19 października 2026 r.), nr 28/2023 (obowiązuje od 5 października 2023 r.), nr 29/2023 (obowiązuje od 9 października 2023 r.), nr 30/2023 (obowiązuje od 1 stycznia 2024 r.), nr 31/2024 (obowiązuje od 6 maja 2024 r.), nr 32/2024 (obowiązuje od 14 czerwca 2024 r.), nr 33/2024 (obowiązuje od 28 października 2024 r. z wyłączeniem zmian zawartych w pkt. 3 Karty aktualizacji nr 33/2024, które wchodzi w życie od dnia 19 października 2026 r.), nr 34/2024 (obowiązuje od 22 października 2024 r.), nr 35/2024 (obowiązuje od 1 stycznia 2025 r. z wyłączeniem zmian w zakresie pkt. II.1.11. IRIESD), nr 36/2024 (obowiązuje od 7 stycznia 2025 r.), nr 37/2024 (obowiązuje od 1 stycznia 2025 r.), nr 38/2024 (obowiązuje od 3 lutego 2025 r. z wyłączeniem zmian zawartych w pkt. 3 Karty aktualizacji nr 38/2024, które wchodzi w życie od dnia 19 października 2026 r.) oraz nr 39/2025 (obowiązuje od 14 maja 2025 r.).

[Tekst ujednoczony IRIESD w treści obowiązującej od dnia 19 października 2026 r. uwzględnia, w trybie rejestracji zmian, projekt Karty aktualizacji nr 42/2025, z wyłączeniem zmiany w pkt. I.1.28., która obowiązuje od dnia 20 października 2026 r.](#)

Tekst ujednoczony IRIESD w treści obowiązującej od 19 października 2026 r., stąd nie uwzględnia Załącznika nr 4 do IRIESD, który zawiera jedynie aktualnie stosowane standardowe profile zużycia na rok 2025.

Niniejsza instrukcja została opracowana przez ENEA Operator Sp. z o.o., która decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DPE-47-47(7)/13854/2007/PKo z dnia 30 czerwca 2007 r. wraz z późniejszymi zmianami, została wyznaczona operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej – z wyłączeniem zlokalizowanych na tym obszarze sieci dystrybucyjnych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny inny operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu połączonego wyznaczony w trybie art. 9h ustawy Prawo energetyczne.

SPIS TREŚCI

I.	Korzystanie z systemu elektroenergetycznego	5
I.1.	Postanowienia ogólne	5
I.2.	Charakterystyka korzystania z sieci dystrybucyjnej	15
I.3.	Charakterystyka, zakres oraz warunki formalno-prawne usług dystrybucji świadczonych przez ENEA Operator	15
I.4.	Ogólne standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu dystrybucyjnego	17
I.5.	Rejestr magazynów energii elektrycznej	19
II.	Przyłączanie oraz planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej ENEA Operator	21
II.1.	Zasady przyłączania	21
II.2.	Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych operatorów systemów dystrybucyjnych, których sieci dystrybucyjne posiadają bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową	35
II.3.	Zasady odłączania oraz wstrzymywania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej	36
II.3.1.	Zasady odłączania	36
II.3.2.	Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej	37
II.4.	Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców, połączeń międzysystemowych, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych	41
II.4.1.	Wymagania ogólne	41
II.4.2.	Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców	42
II.4.3.	Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych	43
II.4.4.	Wymagania techniczne dla połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich	43
II.4.5.	Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących	44
II.4.6.	Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki	57
II.4.7.	Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych	59
II.4.8.	Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi	67
II.4.9.	Wymagania dla urządzeń stosowanych do kontroli synchronizmu	68
II.5.	Dane przekazywane do ENEA Operator przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej	68
II.5.1.	Zakres danych	68
II.5.2.	Dane opisujące stan istniejący	68
II.5.3.	Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez ENEA Operator	71
II.5.4.	Dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej	72
II.5.5.	Wymagania dotyczące zdalnego pozyskiwania danych pomiarowych	73
II.6.	Zasady planowania rozwoju i współpracy w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV z siecią przesyłową	73
II.6.1.	Postanowienia ogólne	73
II.6.2.	Zakres pozyskiwania oraz aktualizacji danych i informacji	73
III.	Eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci	75
III.1.	Przepisy ogólne	75
III.2.	Przyjmowanie urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji	76
III.3.	Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji	79
III.4.	Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorem systemu przesyłowego i operatorami systemów dystrybucyjnych	79
III.5.	Dokumentacja techniczna i prawna	79
III.6.	Rezerwa urządzeń i części zapasowych	81
III.7.	Wymiana informacji eksploatacyjnych	81
III.8.	Ochrona środowiska naturalnego	82
III.9.	Ochrona przeciwpożarowa	82
III.10.	Planowanie prac eksploatacyjnych	82
III.11.	Warunki bezpiecznego wykonywania prac	83

IV.	Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	84
IV.1.	Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	84
IV.2.	Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej	85
IV.3.	Wprowadzanie przerw oraz ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej	85
IV.3.1.	Postanowienia ogólne	85
IV.3.2.	Tryb normalny	86
IV.3.3.	Tryb normalny na polecenie OSP	92
IV.3.4.	Tryb awaryjny	93
IV.3.5.	Tryb automatyczny	96
IV.4.	Wymagania dla użytkowników systemu w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci.....	99
IV.5.	Redysponowanie nierynkowe.....	110
IV.6.	Interwencyjna dostawa mocy czynnej (obowiązuje do 31 grudnia 2027 r.).....	102
IV.7.	Interwencyjna regulacja mocy biernej na polecenie enea operator (obowiązuje do 31 grudnia 2027 r.).....	103
IV.8.	Optymalizacja pracy sieci dystrybucyjnej z wykorzystaniem magazynowania energii (obowiązuje do 31 grudnia 2027 r.).....	104
V.	Współpraca ENEA Operator z innymi operatorami i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami oraz ENEA Operator a użytkownikami systemu	107
VI.	Prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej ENEA Operator	109
VI.1.	Obowiązki ENEA Operator	109
VI.2.	Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich operatora systemu dystrybucyjnego	110
VI.3.	Planowanie produkcji energii elektrycznej	112
VI.4.	Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną	113
VI.5.	Układy normalne pracy sieci dystrybucyjnej	114
VI.6.	Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej	115
VI.7.	Programy łączeniowe	116
VII.	Standardy techniczne i bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej ENEA Operator	118
VIII.	Parametry jakościowe energii elektrycznej, wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu	119
VIII.1.	Parametry jakościowe energii elektrycznej	119
VIII.2.	Wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej	121
VIII.3.	Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej	123
VIII.4.	Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu	126
Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		129
A.	Postanowienia wstępne	130
A.1.	Uwarunkowania formalno-prawne	130
A.2.	Zakres przedmiotowy i podmiotowy	121
A.3.	Ogólne zasady funkcjonowania rynku bilansującego i detalicznego	127
A.4.	Warunki realizacji umów sprzedaży oraz umów kompleksowych i uczestnictwa w procesie bilansowania	136
A.5.	Zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych	141
A.6.	Zasady współpracy OSDn z ENEA Operator w zakresie przekazywania danych pomiarowych	145
A.7.	Zasady sprzedaży rezerwowej	148
A.8.	<i>(usunięty)</i>	147
A.9.	Zasady wymiany informacji	150
A.10.	Zasady współpracy dotyczące usługi IRP i usługi IZP	151
A.11.	Zasady współpracy dotyczące usług bilansujących	162
B.	Zasady zawierania umów dystrybucyjnych z URD	166
C.	Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych	170

C.1. Wyznaczanie oraz przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.....	170
C.2. Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych dla MDD POB _{ZSU}	175
C.3. Zasady stosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych wykorzystywanych do przedpłatowej formy rozliczeń	178
D. Procedura zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez enea operator do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych.....	179
D.1. Wymagania ogólne	179
D.2. Procedura zmiany sprzedawcy przez odbiorcę	180
E. Zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego	182
F. Zasady udzielania informacji i obsługi URD.....	184
G. Zasady opracowania, aktualizacji i udostępniania standardowych profili zużycia	185
H. Postępowanie reklamacyjne i obowiązki informacyjne	187
I. Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	193
Słownik skrótów i definicji	195
i. Oznaczenia skrótów	196
ii. Pojęcia i definicje	201

Załączniki do IRiESD:

Załącznik nr 1	Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej
Załącznik nr 2	<i>(usunięty)</i>
Załącznik nr 3	<i>(usunięty)</i>
Załącznik nr 4	Wykaz standardowych profili zużycia energii elektrycznej
Załącznik nr 5	Istotne postanowienia umów o świadczenie usług dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

I.1.1. ENEA Operator sp. z o.o. (zwana dalej „ENEA Operator”) 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 (Dz. U. z 2024 r., poz. 266 z późniejszymi zmianami), zwanej dalej „ustawą Prawo energetyczne”.

I.1.2. ENEA Operator pełni funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego – z wyłączeniem zlokalizowanych na tym obszarze sieci dystrybucyjnych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny inny operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu połączonego wyznaczony w trybie art. 9h ustawy Prawo energetyczne – na obszarze następujących gmin i miejscowości:

a) województwo dolnośląskie:

Góra	Osiecznica	Wąsosz
Jemielno	(miejscowość	Żmigród (miejscowości:
Niechlów	Świętoszów oraz obręb	Czarny Las i Przywście)
	geodezyjny Świętoszów	
	działka nr 6/152)	

b) województwo lubuskie:

Babimost	Krosno Odrzańskie	Sława
Bledzew	Krzeszyce	Słońsk
Bobrowice	Lipinki Łużyckie	Słubice
Bogdaniec	Lubiszyn	Stare Kurowo
Bojadła	Lubniewice	Strzelce Krajeńskie
Brody	Lubrza	Sulechów
Brzeźnica	Lubsko	Sulęcín
Bytnica	Łagów	Szczaniec
Bytom Odrzański	Łęknica	Szlichtyngowa
Cybinka	Małomice	Szprotawa
Czerwińsk	Maszewo	Świdnica
Dąbie	Międzyrzecz	Świebodzin
Deszczno	Niegosławice	Torzyn
Dobiegniew	Nowa Sól	Trzciel
Drezdenko	Nowe Miasteczko	Trzebiechów
Gorzów Wielkopolski	Nowogród Bobrzański	Trzebiel
Gozdnica	Ośno Lubuskie	Tuplice
Górzycza	Otyń	Witnica
Gubin	Przewóz	Wschowa
Iłowa	Przytoczna	Wymiarki
Jasień	Pszczew	Zabór
Kargowa	Rzepin	Zbąszynek
Kłodawa	Santok	Zielona Góra
Kolsko	Siedlisko	Zwierzyn
Kostrzyn n. Odrą	Skąpe	Żagań

Koźuchów	Skwierzyna	Żary
c) województwo kujawsko-pomorskie:		
Aleksandrów Kujawski (miejsowości: Wilkostowo i Grabie)	Janowiec Wielkopolski Jezióra Wielkie Jeżewo	Rogowo Rojewo Sadki
Barcin	Kamień Krajeński	Sępólno Krajeńskie
Białe Błota	Kcynia	Siczenko
Bukowiec	Kęsowo	Solec Kujawski
Bydgoszcz	Koneck (miejsowość:	Sośno
Cekcyn	Straszewo)	Strzelno
Chełmno	Koronowo	Szubin
Dąbrowa	Kruszwica	Śliwice
Dąbrowa Biskupia	Lniano	Świecie
Dąbrowa Chełmińska	Lubiewo	Świekatowo
Dobrcz	Łabiszyn	Tuchola
Dobre (miejsowość: Bronisław)	Mogilno Mrocza	Unisław (miejsowości: Raciniewo, Kokocko i Błoto)
Dragacz	Nakło n. Notecią	Warlubie
Drzycim	Nowa Wieś Wielka	Wielka Nieszawka
Gąsawa	Nowe	(miejsowość: Cierpice)
Gniewkowo	Osie	Więcbork
Gostycyn	Osielsko	Złotniki Kujawskie
Inowrocław	Pakość	Żnin
Janikowo	Pruszcz	
d) województwo pomorskie:		
Brusy	Debrzno (miejsowości: Buka i Drozdowo)	Konarzyny (miejsowość: Babilon)
Chojnice	Dziemiany	Lipnica (miejsowość: Budy)
Czarna Woda	(miejsowości: Trzebuń i Raduń)	Osieczna (miejsowości: Duże Krówno, Osówek Pólko i Szary Kierz)
Czarne (miejsowości: Prądy, Domyśl i Lubnia)	Gniew (miejsowość: Pieniążkowo)	Studzienice
Czersk	Karsin (miejsowości: Popia Góra i Zamość)	(miejsowości: Sominki i Bukówki)
Człuchów		
(miejsowości: Nieżywiec i Czarnoszki)		
e) województwo wielkopolskie:		
Białośliwie	Krzyż Wielkopolski	Rawicz
Bojanowo	Książ Wielkopolski	Rogoźno
Borek Wielkopolski	Kuślin	Rokietnica
Brodnica	Kwilcz	Ryczywół
Budzyń	Leszno	Rydzyzna
Buk	Lipka	Siedlec
Chodzież	Lipno	Sieraków
Chrzypsko Wielkie	Lubasz	Skoki
Czarnków	Luboń	Skulsk (miejsowości: Łuszczewo, Krzywe Kolano, Mniszki i Pilich)
Czempiń	Lwówek	
Czarniejewo	Łobżenica	

Czerwonak	Łubowo	Strzałkowo (miejscowość: Chwałkowice)
Damasławek	Margonin	Stęszew
Dolsk	Miasteczko Krajeńskie	Suchy Las
Dominowo	Miedzichowo	Swarzędz
Dopiewo	Miejska Górka	Szamocin
Drawsko	Mieleszyn	Szamotuły
Duszniki	Mieścisko	Szydłowo
Gniezno	Międzychód	Śmigiel
Gołańcz	Miłosław	Śrem
Gostyń	Mosina	Środa Wielkopolska
Granowo	Murowana Goślina	Święciechowa
Grodzisk Wielkopolski	Nekla	Tarnowo Podgórne
Jaraczewo	Niechanowo	Tarnówka
(miejscowości: Panienska i Gola)	Nowe Miasto n. Wartą	Trzcianka
Jastrowie	Nowy Tomyśl	Trzemeszno
Jutrosin	Oborniki	Ujście
Kaczory	Obrzycko	Wapno
Kamieniec	Okonek	Wągrowiec
Kaźmierz	Opalenica	Wieleń
Kiszkowo	Osieczna	Wielichowo
Kleszczewo	Ostroróg	Wijewo
Kłęcko	Pakosław	Witkowo (miejscowość: Ostrowite Prymasowskie)
Kobylin	Pępowo	Włoszakowice
Kołaczkowo	Piła	Wolsztyn
Komorniki	Pniewy	Wronki
Kostrzyn	Pobiedziska	Września
Kościan	Pogorzela	Wyrzysk
Kórnik	Połajewo	Wysoka
Krajenka	Poniec	Zakrzewo
Krobia	Poznań	Zaniemyśl
Krzemieniewo	Przemęt	Zbąszyń
Krzykosy	Puszczykowo	Złotów
Krzywiń	Rakoniewice	

f) województwo zachodniopomorskie


Banie	Kamień Pomorski	Radowo Małe
Barlinek	Karnice	Recz
Bielice	Kobylanka	Resko
Bierzwnik	Kołbaskowo	Rewal
Boleszkowice	Kołobrzeg	Rymań
Borne Sulinowo	(miejscowość: Karcino)	Stara Dąbrowa
Brojce	Kozielice	Stare Czarnowo
Cedynia	Krzęcin	Stargard
Chociwel	Lipiany	Stepnica
Chojna	Łobez	Suchań
Choszczno	Marianowo	Szczecinek
Człopa	Maszewo	(miejscowość: Wilcze Laski)
Dębno	Mieszkowice	

Dobra	Międzyzdroje	Szczecin
Dobra (Szczecińska)	Mirosławiec	Świerzno
Dobrzany	Moryń	Świnoujście
Dolice	Myślibórz	Trzcianko – Zdrój
Drawno	Nowe Warpno	Trzebiatów
Drawsko Pomorskie	Nowogard	Tuczno
Dziwnów	Nowogródek Pomorski	Wałcz
Golczewo	Osina	Warnice
Goleniów	Pełczyce	Węgorzyno
Gryfice	Płoty	Widuchowa
Gryfino	Police	Wolin
Ińsko	Przelewice	
Kalisz Pomorski (obręb geodezyjny: Borowo)	Przybiernów	
	Pyrzyce	

I.1.3. ENEA Operator jako operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającego bezpośrednie połączenie z sieciami przesyłowymi (operator systemu dystrybucyjnego typu OSDp) prowadzi ruch, eksploatację i planowanie rozwoju sieci, a także bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi w sieci, na której został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego (zwaną dalej „siecią dystrybucyjną ENEA Operator”), zgodnie z IRIESD.

I.1.4. IRIESD spełnia w szczególności wymagania:

- 1) ustawy Prawo energetyczne oraz wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych;
- 2) ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2021 r., poz. 1093 z późniejszymi zmianami), zwanej dalej „Ustawą OIRE”;
- 3) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r., poz. 1361), zwanej dalej „Ustawą OZE”;
- 4) ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2023 r., poz. 2131), zwanej dalej „ustawą o rynku mocy”;
- 5) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, (Dz. U. z 2024 r., poz. 1289), zwanej dalej „ustawą o elektromobilności”;
- 6) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2024 r., poz. 725 z późniejszymi zmianami);
- 7) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (Dz. U. z 2023 r., poz. 1465 z późniejszymi zmianami);
- 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 późniejszymi 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 późniejszymi zmianami) – NC RfG,

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 8
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- 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 późniejszymi 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 późniejszymi zmianami) – NC ER,


zwanymi dalej łącznie „Kodeksami sieci”;

- 9) koncesji ENEA Operator na dystrybucję energii elektrycznej udzielonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) decyzją nr DEE/50/13854/W/2/2007/PKo z dnia 28 czerwca 2007 r. wraz z późniejszymi zmianami, na okres do dnia 1 lipca 2030 r.;
- 10) decyzji Prezesa URE nr DPE-47-47(7)/13854/2007/PKo z dnia 30 czerwca 2007 r. wraz z późniejszymi zmianami, o wyznaczeniu ENEA Operator operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 11) IRiESP;
- 12) taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej ENEA Operator, zwanej dalej „Taryfą”.

I.1.5. Uwzględniając warunki określone w IRiESD, ENEA Operator 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. IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych ENEA Operator przez jej użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, a także bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci ENEA Operator, 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,

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 9
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- 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.


I.1.7. W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, postanowienia IRiESD dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny ENEA Operator, niezależnie od praw własności tych urządzeń.

I.1.8. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

- 1) operatora systemu dystrybucyjnego – ENEA Operator,
- 2) wytwórców oraz posiadaczy magazynu energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator,
- 3) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator,
- 4) podmioty odpowiedzialne za bilansowanie i dostawców usług bilansujących,
- 5) Sprzedawców,
- 6) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator,
- 7) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od 1) do 6).

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:


- 1) operatorzy systemów dystrybucyjnych,
- 2) podmioty korzystające z usług świadczonych przez OSP,
- 3) podmioty, do których sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym przyłączone są urządzenia, instalacje lub sieci użytkowników systemu i odbiorców,
- 4) podmioty określające warunki przyłączenia i dokonujące przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym,

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 10
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	


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

I.1.9. Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, OSD jest odpowiedzialny za:


- 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego, w obszarze koordynowanej sieci 110 kV;
- 2) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego;
- 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania;
- 4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów;
- 5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV;
- 6) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi;
- 7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z OSP w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 110 kV;
- 8) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii;
- 9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci;
- 10) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:
 - a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu danych pomiarowych, w szczególności systemów zdalnego odczytu, zapewniającej efektywną współpracę z operatorami systemów elektroenergetycznych, przedsiębiorstwami energetycznymi oraz OIRE,
 - b) pozyskiwanie, przetwarzanie i przekazywanie informacji rynku energii do CSIRE,
 - c) opracowywanie i aktualizację oraz przekazywanie drogą elektroniczną OIRE

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 11
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	


- profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w IRiESD,
 - d) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich uwzględnianie w IRiESD,
 - e) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:
 - (i) aktualnej listy Sprzedawców, z którymi ENEA Operator zawarła umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - (ii) informacji o Sprzedawcy z urzędu działającym na obszarze działania ENEA Operator,
 - (iii) wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze Sprzedawcami;
 - (iv) informacji o Sprzedawcy rezerwowym działającym na obszarze działania ENEA Operator wraz z adresem strony internetowej tego sprzedawcy, na której ten sprzedawca opublikował: informację o cenie energii elektrycznej sprzedawanej w ramach sprzedaży rezerwowej i o warunkach jej świadczenia, a także wzór umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej,
 - 11) współpracę z OSP przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii;
 - 12) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej;
 - 13) stosowanie się do warunków współpracy z OSP w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV;
 - 14) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi OSD oraz współpracę z OSP przy opracowywaniu normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci 110 kV;
 - 15) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z OSP lub systemu połączonego elektroenergetycznego w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV.
- I.1.10. Koordynowanie prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponowanie mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej jest realizowane przez operatora systemu przesyłowego.
- I.1.11. Wykaz jednostek wytwórczych oraz elementów koordynowanej sieci 110 kV, o których mowa w pkt. I.1.10., jest zamieszczony w umowie przesyłowej zawartej pomiędzy ENEA Operator i OSP.
- I.1.12. Zgodnie z ustawą o rynku mocy oraz RRM, ENEA Operator, w odniesieniu do PPE przyłączonych do swojej sieci dystrybucyjnej, jest odpowiedzialna w szczególności za:
- 1) bezpośredni udział w procesie certyfikacji ogólnej;

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 12
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- 2) przekazywanie OSP, za pośrednictwem CSIRE, danych pomiarowych na potrzeby przeprowadzania testów;
 - 3) przekazywanie OSP, za pośrednictwem CSIRE, danych pomiarowych na potrzeby weryfikacji wykonywania obowiązku mocowego oraz procesu rozliczeń;
 - 4) przekazywanie OSP, za pośrednictwem CSIRE, danych pomiarowych na potrzeby weryfikacji oświadczenia potwierdzającego dostarczanie mocy do systemu przez jednostkę rynku mocy w procesie monitorowania realizacji umów mocowych;
 - 5) współpracę z OSP w ramach zastąpienia jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych;
 - 6) przekazywanie informacji o ograniczeniach sieciowych w sieci ENEA Operator i wydanych w związku z nimi poleceniach ograniczających możliwość dostarczania mocy do KSE.
- I.1.13. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:
- 1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej ENEA Operator,
 - 2) rozwiązanie z ENEA Operator umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- I.1.14. ENEA Operator udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych.
- I.1.15. IRiESD jak również wszelkie zmiany IRiESD podlegają zatwierdzeniu, przez Prezesa URE, w drodze decyzji.
- I.1.16. *usunięty*
- I.1.17. W zależności od potrzeb, ENEA Operator przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymagań wynikających z przepisów prawnych.
- I.1.18. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD.
- I.1.19. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- I.1.20. W przypadku zmiany IRiESD w trybie wydania Karty aktualizacji zawiera ona specyfikację zmian IRiESD.
Karty aktualizacji stanowią integralną część IRiESD.
- I.1.21. ENEA Operator opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej. Wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji, ENEA Operator publikuje na swojej stronie internetowej komunikat informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz terminie przewidzianym na konsultacje. Dodatkowo, ENEA Operator publikuje dokument wyjaśniający zawierający informację o przedmiocie i przyczynie wprowadzanych zmian, a także o planowanym terminie ich wejścia w życie.

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 13
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- I.1.22. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż miesiąc od dnia opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.
- I.1.23. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje zmian IRiESD, ENEA Operator:
- 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 ENEA Operator, zgodnie z informacjami przedstawionymi w Raporcie z procesu konsultacji,
 - d) przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia nową wersję IRiESD albo Kartę aktualizacji oraz przekazuje dokument wyjaśniający i Raport z procesu konsultacji,
 - e) publikuje na swojej stronie internetowej komunikat o przedłożeniu Prezesowi URE nowej wersji IRiESD albo Karty aktualizacji, dokument wyjaśniający i Raport z procesu konsultacji.
- I.1.24. IRiESD lub Kartę aktualizacji przedłożoną do zatwierdzenia przez Prezesa URE oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, ENEA Operator publikuje na swojej stronie internetowej.
- I.1.25. Zatwierdzoną przez Prezesa URE IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z tekstem ujednocionym IRiESD, a także informację o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD, ENEA Operator publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.
- I.1.26. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci ENEA Operator lub korzystający z usług świadczonych przez ENEA Operator, są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w IRiESD zatwierdzonej przez Prezesa URE. IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.
- I.1.27. Odpowiedzialność ENEA Operator oraz Sprzedawców za niewykonanie bądź niewłaściwe wykonanie obowiązków wynikających z IRiESD jest określona w umowach, o których mowa w pkt. A.4.3.6. oraz A.4.3.7. IRiESD-Bilansowanie.
- I.1.28. Zakres przedmiotowy IRiESD pokrywa się częściowo z zakresem przedmiotowym TCM, stąd:
- 1) w przypadku, gdy wystąpi rozbieżność pomiędzy postanowieniami IRiESD, a postanowieniami TCM, ENEA Operator niezwłocznie podejmie działania

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednociony)	Strona: 14
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

mające na celu wyeliminowanie 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, odstąpienia od stosowania przepisów Kodeksów sieci, nie stosuje się wobec tego podmiotu wymagań IRiESD sprzecznych z tą decyzją.

I.1.29. Postanowienia IRiESD w zakresie w jakim dotyczą Prosumenta wirtualnego wchodzi w życie z dniem 2 lipca 2024 r. odnoszą się do Prosumenta wirtualnego, którego miejsce przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii oraz miejsce dostarczania energii elektrycznej znajdują się na obszarze działania ENEA Operator oraz innych OSD.

I.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

I.2.1. Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu określonych w umowie dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej.

I.2.2. ENEA Operator na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów i IRiESD, świadczy usługi dystrybucji energii elektrycznej, zapewniając wszystkim użytkownikom systemu zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie dostarczania energii elektrycznej.

I.2.3. Świadczenie usługi dystrybucji odbywa się na podstawie umowy dystrybucyjnej albo na podstawie umowy kompleksowej oraz na zasadach i warunkach określonych w ustawie Prawo energetyczne, aktach wykonawczych do tej ustawy, IRiESD oraz Taryfie.


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

I.3.1. ENEA Operator świadczy usługi dystrybucji energii elektrycznej („usługi dystrybucji”) na warunkach określonych w:

- 1) koncesji, o której mowa w pkt. I.1.4. ppkt 9),
- 2) Taryfie,
- 3) umowie dystrybucyjnej 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 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.

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 15
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	


I.3.2. ENEA Operator świadcząc usługi dystrybucji:

- 1) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi energii elektrycznej, o których mowa w pkt. VIII., i na warunkach określonych w umowie dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej,
- 2) instaluje układy pomiarowo-rozliczeniowe w miejscu przygotowanym przez odbiorcę, wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej,
- 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) pozyskuje, przetwarza i przekazuje informacje rynku energii do CSIRE,
- 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 ENEA Operator, 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 i aktualizuje oraz przekazuje drogą elektroniczną OIRE standardowe profile zużycia, z wyłączeniem odbiorców, u których zainstalowano LZO, a także uwzględnia zasady ich stosowania w IRiESD,
- 9) wdraża procedury zmiany sprzedawcy oraz je uwzględnia w IRiESD,
- 1) udostępnia lub przekazuje: odbiorcy, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, Sprzedawcy, POB, a także innym podmiotom upoważnionym przez odbiorcę, wytwórcę energii elektrycznej lub posiadacza magazynu energii elektrycznej, dane pomiarowe na zasadach określonych w IRiESD lub w WDB – za pośrednictwem CSIRE.

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 Prawo energetyczne i Ustawą OZE.

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


	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 16
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

Wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej dla podmiotu zaliczanego do grupy przyłączeniowej II określa co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez OSP.

- 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 IRIESD.
- 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 ENEA Operator do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.
- I.3.9. Zapisy pkt. I.3.1. oraz pkt. 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. ENEA Operator 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, ENEA Operator opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.
- I.4.3. ENEA Operator opracowuje i zapewnia realizację programu określającego przedsięwzięcia jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym obowiązki pracowników wynikające z tego programu, zwanego „programem zgodności”.
- I.4.4. ENEA Operator stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności ENEA Operator stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:
 - 1) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci,


	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 17
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- 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 i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci ENEA Operator,
- 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,
- 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 dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów; koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie,
- 9) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w pkt. VIII. albo ustalonych w umowie dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej,
- 10) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w ppkt. 5) lub 8).

ENEA Operator 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 ENEA Operator o:

- 1) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu,
- 2) umożliwienie komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne 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.

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 18
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

- I.4.6. W przypadku otrzymania wniosku o którym mowa w pkt. I.4.5. ENEA Operator:
- 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 Prawo energetyczne 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. ENEA Operator 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 ENEA Operator. Powyższego 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). ENEA Operator 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. ENEA Operator prowadzi, w postaci elektronicznej, rejestr magazynów energii elektrycznej:
- 1) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator,
 - 2) stanowiących część sieci dystrybucyjnej ENEA Operator,
 - 3) wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator.
- 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 oraz nie większej niż 10 MW.
- I.5.3. ENEA Operator wpisuje magazyn energii elektrycznej do rejestru, o którym mowa w pkt. I.5.1., w terminie 14 dni 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., może być więcej niż jeden Operator, wpisu do tego rejestru dokonuje Operator wybrany 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 ENE A Operator, posiadacz tego magazynu przekazuje ENE A Operator informacje, zgodnie z wzorem i zakresem określonym w rozporządzeniu, o którym mowa w pkt. I.5.1., w terminie 7 dni od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji.
- I.5.5. Rejestr, o którym mowa w pkt. I.5.1., jest jawny i udostępniany przez ENE A Operator 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 ENE A Operator o wszelkiej zmianie danych określonych w rozporządzeniu, o którym mowa w pkt. I.5.1., w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych. ENE A Operator aktualizuje dane w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia.

II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ENEA OPERATOR

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

- II.1.1. Przyłączenie do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez ENEA Operator albo na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w pkt. II.1.19., po spełnieniu wymagań o których mowa w pkt. 1.8. Załącznika nr 1 do IRiESD.
- II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, z wyłączeniem mikroinstalacji przyłączanych na podstawie zgłoszenia, obejmuje:
- 1) pozyskanie przez podmiot od ENEA Operator, wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia lub wzoru wniosku o określenie warunków przyłączania mikroinstalacji (dalej „wniosek dla mikroinstalacji”),
 - 2) złożenie przez podmiot u ENEA Operator, wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez ENEA Operator; wniosek składa się w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym lub profilem zaufanym ePUAP; datą złożenia wniosku jest data doręczenia ENEA Operator 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 późniejszymi zmianami), 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 późniejszymi zmianami) 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


	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 21
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

w siedzibie ENEA Operator – 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 lit. a) lub gdy wniosek ten został złożony w sposób określony w lit. 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 Prawo energetyczne) wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez ENEA Operator, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci; zaliczkę wnosi się w ciągu 14 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia; datą wniesienia zaliczki jest dzień uznania rachunku bankowego ENEA Operator; 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, ENEA Operator 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 Prawo energetyczne lub został złożony niezgodnie z wzorem udostępnionym przez ENEA Operator, ENEA Operator wzywa wnioskodawcę do usunięcia braków w terminie 14 dni 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 ENEA Operator informuje wnioskodawcę,
- 8) w przypadku, gdy złożony wniosek dla mikroinstalacji jest niekompletny, nieprawidłowo wypełniony lub nie został złożony zgodnie ze wzorem określonym przez ENEA Operator, ENEA Operator w terminie 7 dni od daty wpływu wniosku wzywa składającego wniosek do jego uzupełnienia lub poprawienia w wyznaczonym terminie, nie krótszym jednak niż 30 dni 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

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 22
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	


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 ENEA Operator pozostawia się bez rozpatrzenia.


- 9) ENEA Operator, 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 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, lub
 - b) przyłączanych urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW, lub
 - c) przyłączanego magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub
 - d) 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
 - e) 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,

ENEA Operator zapewnia sporządzenie ekspertyzy, w tym także na żądanie Prezesa URE.

- 11) wydanie przez ENEA Operator 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. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia,
- 14) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza; ENEA Operator 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 dystrybucyjnej albo umowy kompleksowej.

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 23
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych lub linii bezpośrednich składa wnioski o określenie warunków przyłączenia.
- II.1.4. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator przyszłej sieci (dla której podmiot taki nie uzyskał jeszcze koncesji na dystrybucję energii elektrycznej i dla której nie wyznaczono OSD) składa wnioski o określenie warunków przyłączenia uwzględniający wyłącznie moc przyłączeniową odpowiadającą zapotrzebowaniu przyszłej sieci w zakresie poboru energii elektrycznej. Wydanie warunków przyłączenia przez ENEA Operator dla takiej przyszłej sieci, nie gwarantuje możliwości przyłączenia do niej magazynów energii elektrycznej lub źródeł energii elektrycznej. Przyłączanie do takiej sieci magazynów energii elektrycznej i źródeł energii elektrycznej, odbywa się z zachowaniem zasad i koniecznych uzgodnień z ENEA Operator, określonych w IRiESD, w szczególności w pkt. II.1.14. i w pkt. II.1.15. Przekazanie ENEA Operator projektu warunków przyłączenia, o którym mowa w pkt. II.1.14. lub w pkt. II.1.15., stanowi potwierdzenie złożenia przez podmiot ubiegający się o przyłączenie magazynów energii elektrycznej lub źródeł energii elektrycznej poprawnego i kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz spełnienia wszystkich wymagań formalnych, w tym w szczególności dotyczących wniesienia zaliczki ustawowej wynikającej z art. 7 ust. 8a ustawy Prawo energetyczne oraz posiadania dokumentu spełniającego dyspozycję przepisu art. 7 ust. 8d ustawy Prawo energetyczne, w związku z art. 7 ust. 8d¹ ustawy Prawo energetyczne.
- II.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa oraz udostępnia ENEA Operator. Wniosek dostępny jest na stronie internetowej www.operator.enea.pl oraz w punktach obsługi klienta ENEA Operator.
- II.1.6. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu, instalacji lub sieci.
- Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci urządzeń, instalacji i sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej zawierają zakres informacji nie mniejszy niż we wzorach wniosków określonych przez OSP.
- II.1.7. Do wniosku, o którym mowa w pkt II.1.3. należy załączyć:
- 1) 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,
 - 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) wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 24
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- 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, 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, 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.

II.1.8. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci na system elektroenergetyczny określa ENEA Operator. W przypadku:


- 1) urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej II,
- 2) połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV,
- 3) instalacji odnawialnego źródła energii, należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej III, o mocy zainstalowanej większej niż 2 MW

zakres i warunki wykonania ekspertyzy podlegają uzgodnieniu z OSP.


Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

II.1.9. Warunki przyłączenia, w zależności od danych zawartych we wniosku, o którym mowa w pkt II.1.3., określają w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia,

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 25
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- 2) nieruchomość, obiekt lub lokal, do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których ma być odbierana,
- 3) miejsce rozgraniczenia własności sieci Enea Operator 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 trwał,
- 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 Enea Operator i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane – w przypadku podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej II lub III,

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 26
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- 19) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej nie powodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie dystrybucyjnej 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 postępu 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.1.10. ENEA Operator 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;
- 5) 150 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do II grupy przyłączeniowej.

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) i 5) liczone są od dnia wniesienia zaliczki.

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

W szczególnie uzasadnionych przypadkach ENEA Operator 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

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 27
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

podmiotu wnioskującego o przyłączenie do sieci z podaniem uzasadnienia przyczyn tego przedłużenia.

II.1.11. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie ENEA Operator do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

Wnioskodawca może zrezygnować z realizacji warunków przyłączenia przed upływem terminu ważności warunków przyłączenia, o czym wnioskodawca informuje ENEA Operator. W przypadku rezygnacji z warunków przyłączenia tracą one ważność z dniem poinformowania ENEA Operator o rezygnacji z ich realizacji.

II.1.12. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci ENEA Operator, na podstawie opracowanej ekspertyzy, wpłynie na warunki pracy sieci sąsiedniego operatora systemu dystrybucyjnego, ENEA Operator występuje do tego OSD z wnioskiem o ustalenie czy zakres przebudowy sieci elektroenergetycznych sąsiedniego OSD, wynikający z ekspertyzy został ujęty w planie rozwoju tego OSD lub czy OSD planuje realizację tych inwestycji. ENEA Operator oczekuje na odpowiedź sąsiedniego OSD min. 14 dni od daty wysłania wniosku.

II.1.13. ENEA Operator wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialna za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w pkt. II.1.12.

II.1.14. Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator lub połączenia sieci dystrybucyjnych uzgadnia się z OSP w przypadku:

- 1) urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej II,
- 2) połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV,
- 3) instalacji odnawialnego źródła energii, należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej III, o mocy zainstalowanej większej niż 2 MW.

W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.


OSDn albo przedsiębiorstwa energetyczne niebędące operatorem, w przypadkach, o których mowa powyżej, dokonują uzgodnień z OSP za pośrednictwem OSD, do którego sieci są połączeni.

Uzgodnienie obejmuje:

- a) uzgodnienie zakresu oraz przekazanie wykonanej ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE,
- b) uzgodnienie technicznych ustaleń zawartych w warunkach przyłączenia.

Przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem, przed wydaniem warunków przyłączenia dla podmiotu zaliczanego do grupy przyłączeniowej II, uzgadnia je z operatorem, do którego sieci przedsiębiorstwo to jest przyłączone.

II.1.15. OSDn oraz przedsiębiorstwa energetyczne niebędące operatorem, przed wydaniem warunków przyłączenia dla wytwórcy należącego do grupy przyłączeniowej III, IV lub V, uzgadniają je z OSD (załączając do nich komplet dokumentacji, na podstawie której przygotowano warunki przyłączenia, w tym ekspertyzę wpływu przyłączanego źródła na KSE, o której mowa w art. 7 ust. 8e

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 28
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

ustawy Prawo energetyczne), z którego siecią ten OSDn lub to przedsiębiorstwo są połączeni.

Uzgodnienie przez ENEA Operator następować będzie po pozytywnej ocenie istnienia warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia źródła energii elektrycznej przeprowadzonej na moment otrzymania projektu warunków przyłączenia.

II.1.16. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt. II.1.14., jest realizowane po przekazaniu przez ENEA Operator do OSP, projektu warunków przyłączenia wraz z dokumentami:

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

Dopuszcza się przesłanie ekspertyzy w wersji elektronicznej na nośniku danych. W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.


II.1.17. W przypadku, gdy ENEA Operator 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, ENEA Operator określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa termin przyłączenia.

II.1.18. W przypadku braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia odnawialnego źródła energii, ENEA Operator 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 od dnia otrzymania powiadomienia:

- 1) wyraził zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, ENEA Operator wydaje warunki przyłączenia;
- 2) nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, ENEA Operator odmawia wydania warunków przyłączenia.

II.1.19. W przypadku, gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, 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 ENEA Operator, 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 ENEA Operator odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi ENEA Operator.

Przyłączane mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w art. 7a ust. 1 ustawy Prawo energetyczne oraz w IRiESD, w szczególności Załącznika nr 1 do IRiESD.

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 29
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

ENEA Operator publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie oraz punktach obsługi klienta wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator. 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 Prawo energetyczne,
- 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.

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

II.1.20. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez ENEA Operator realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.

II.1.21. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator powinna zawierać co najmniej:

- 1) oznaczenie stron zawierających umowę,
- 2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
- 3) termin realizacji przyłączenia,
- 4) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 30
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- 5) miejsce rozgraniczenia własności sieci ENEA Operator 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 ENEA Operator 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 elektrycznej,
- 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 ENEA Operator,
- 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.1.22. 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 2021 r., poz. 162 z późniejszymi zmianami) niebędącego Prosumentem,


informuje ENEA Operator, w zgłoszeniu przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w pkt. II.1.19., 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, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci ENEA Operator.

II.1.23. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.22., lub Reprezentant prosumentów, o którym mowa w pkt. II.1.41. i pkt. II.1.42., informuje ENEA Operator 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.

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 31
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- II.1.24. Zapisów pkt. II.1.22. i pkt. II.1.23. nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytwarzających energię z biogazu rolniczego niebędących Prosumentami, Prosumentami zbiorowymi lub Prosumentami wirtualnymi.
- II.1.25. 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 ENEA Operator, pisemnie informuje ENEA Operator o planowanym terminie jej przyłączenia, planowanej lokalizacji oraz rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji.
- II.1.26. Podmioty przyłączane do sieci ENEA Operator o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy przyłączani do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV i łącznej mocy zainstalowanej źródeł wytwórczych nie mniejszej niż 200 kW opracowują instrukcję współpracy ruchowej (IWR), o której mowa w pkt. VI.2.11., podlegającą uzgodnieniu z ENEA Operator przed przyłączeniem wskazanych podmiotów do sieci o wyżej wskazanych parametrach technicznych i łącznej mocy zainstalowanej źródeł wytwórczych.
- II.1.27. ENEA Operator 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.1.28. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.27., reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do niej.
- II.1.29. Zagadnienia związane z połączeniem zagranicznej sieci dystrybucyjnej z siecią dystrybucyjną ENEA Operator są regulowane postanowieniami umów. Połączenia międzysystemowe na napięciu 110 kV są realizowane zgodnie z IRIESP wyłącznie w układach wydzielonych, poprzez wyodrębnienie jednostek wytwórczych lub obszarów sieci dystrybucyjnej. Współpraca na tych połączeniach odbywa się według zasad uzgodnionych pomiędzy właściwymi operatorami systemu.
- II.1.30. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określają pkt. II.2. i II.4. oraz załączniki do IRIESD.
- II.1.31. Podmioty zaliczone do II, III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, z wyłączeniem mikroinstalacji opracowują instrukcję, o której mowa w pkt. VI.2.11., podlegającą uzgodnieniu z ENEA Operator przed przyłączeniem podmiotu do sieci.
- II.1.32. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator 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.

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 32
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

- II.1.33. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, wskazane przez ENEA Operator podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują ENEA Operator dane określone w pkt. II.5.
- II.1.34. ENEA Operator 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.1.35. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 5 MW i wyższej oraz poniżej 50 MW dokonują zgłoszeń nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych do OSP za pośrednictwem ENEA Operator.
- II.1.36. Wytwórcy posiadający JWCD, JWCK lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, zobowiązani są dokonać zgłoszenia nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych bezpośrednio do OSP, zgodnie z zapisami IRiESP. Kopie zgłoszeń przesyłane są do ENEA Operator.
- II.1.37. W przypadku wytwórców posiadających JWCD, JWCK lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączone do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, obowiązkiem wytwórcy jest informowanie ENEA Operator o zgłoszeniu do zarejestrowania mocy osiągalnej i zainstalowanej lub o zgłoszeniu zmiany danych w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych. Informowanie ENEA Operator odbywa się poprzez przesłanie do ENEA Operator kopii zgłoszenia, o którym mowa w pkt. II.1.36.
- II.1.38. 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.1.39. Moc zainstalowaną elektryczną, o której mowa w pkt. II.1.38., ustala się na podstawie:
- 1) mocy 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.1.40. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, informuje ENEA Operator 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 ENEA Operator, zgodnie z zasadami określonymi w pkt. II.1.19. 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 przyłączy do sieci dystrybucyjnej i moc zainstalowana mikroinstalacji nie jest większa niż moc określona w wydanych warunkach przyłączenia dla tego przyłącza.

- II.1.41. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia i zawiera z ENEA Operator 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.1.40.
- II.1.42. Zapisy pkt. II.1.40. oraz pkt. II.1.41. 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.1.43. Reprezentant prosumentów przekazuje ENEA Operator, 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) podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie instalacji odnawialnego źródła energii – dotyczy wyłącznie Prosumenta wirtualnego.
- II.1.44. Reprezentant prosumentów przekazuje ENEA Operator zgłoszenie o każdej zmianie informacji, o których mowa w pkt. II.1.43., w terminie 14 dni od dnia zmiany informacji. ENEA Operator uwzględnia zgłoszoną zmianę w terminie 14 dni od doręczenia kompletnego zgłoszenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym.

II.2. ZASADY WZAJEMNEGO POŁĄCZENIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH, KTÓRYCH SIECI DYSTRYBUCYJNE POSIADAJĄ BEZPOŚREDNIE POŁĄCZENIE Z SIECIĄ PRZESYŁOWĄ

II.2.1. Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych OSD są regulowane umowami i uzgadniane z operatorem systemu przesyłowego w zakresie dotyczącym koordynowanej sieci 110 kV.

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

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

II.2.3. Warunki połączenia określają w szczególności:

- 1) moc przyłączeniową,
- 2) miejsca połączenia sieci różnych OSDp,
- 3) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z połączeniem,
- 4) miejsce zainstalowania i rodzaj układów pomiarowo-rozliczeniowych,
- 5) wartości prądów zwarć wielofazowych i jednofazowych doziemnych oraz czasów ich wyłączenia w punktach połączenia sieci u obydwu operatorów,
- 6) miejsce zainstalowania i warunki współpracy EAZ,

- 7) wymagania w zakresie telemechaniki i łączności, w tym transmisji danych pomiarowych,
- 8) miejsce zainstalowania, parametry aparatury oraz warunki współpracy systemów sterowania dyspozytorskiego,
- 9) podział kompetencji w zakresie nadzoru dyspozytorskiego.

II.2.4. Informacje, o których mowa w pkt. II.2.2.5), dotyczą w szczególności wpływu łączonych sieci lub zmiany warunków połączenia na pracę sieci innych OSDp. Związane to jest ze zmianą:

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

II.2.5. Określone w umowie, o której mowa w pkt. II.2.1., próby i odbiory częściowe oraz odbiór końcowy zrealizowanego połączenia przeprowadzane są przy udziale upoważnionych przedstawicieli stron, które zawarły umowę.

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

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

II.3.1. Zasady odłączania


II.3.1.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, określone w niniejszym rozdziale obowiązują ENEA Operator, Sprzedawców oraz podmioty odłączane.

II.3.1.2. ENEA Operator może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej ENEA Operator w przypadku złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej.


II.3.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej ENEA Operator składany przez podmiot zawiera w szczególności:

- a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
- b) przyczynę odłączenia,
- c) proponowany termin odłączenia.

II.3.1.4. ENEA Operator ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej ENEA Operator uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez ENEA Operator o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni przed datą planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu ENEA Operator informuje podmiot o zasadach ponownego przyłączenia do sieci, o których mowa w pkt. II.3.1.9.

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 36
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

- II.3.1.5. ENEA Operator dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, uzgadnia z ENEA Operator tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- II.3.1.6. ENEA Operator uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego i sąsiednimi OSD tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej ENEA Operator ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów.
- II.3.1.7. ENEA Operator uzgadnia z OSP odłączenie podmiotów, o których mowa w pkt. II.1.14.
- II.3.1.8. W uzasadnionych przypadkach ENEA Operator zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, określające w szczególności:
- miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
 - termin odłączenia,
 - dane osoby odpowiedzialnej ze strony ENEA Operator za prawidłowe odłączenie podmiotu,
 - sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,
 - aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.
- II.3.1.9. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator odbywa się na zasadach określonych w pkt. II.1.
- II.3.1.10. ENEA Operator może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej ENEA Operator w przypadku rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo umowy kompleksowej, rezerwowej umowy kompleksowej albo umowy sprzedaży rezerwowej.
- W przypadku rozwiązania lub wygaśnięcia umowy kompleksowej, rezerwowej umowy kompleksowej albo umowy sprzedaży rezerwowej proces odłączenia jest inicjowany przez Sprzedawcę w CSIRE i realizowany przez ENEA Operator po otrzymaniu stosownego komunikatu z CSIRE.
- II.3.2. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej**
- II.3.2.1. ENEA Operator może wstrzymać, z zastrzeżeniem pkt. II.3.2.7 – II.3.2.9. dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, jeżeli:

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 37
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

- a) odbiorca nie wyraził zgody na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w ustawie Prawo energetyczne,
- 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 po upływie terminu płatności.

II.3.2.2. ENEA Operator na żądanie Sprzedawcy wstrzymuje, z zastrzeżeniem pkt. II.3.2.7. – II.3.2.9., 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.

Sprzedawca w żądaniu wstrzymania wskazuje wnioskowaną datę wstrzymania, nie wcześniejszą niż 4 dni robocze od daty przekazania przez Sprzedawcę tego żądania do CSIRE.

II.3.2.3. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię elektryczną, powiadamia na piśmie odbiorcę energii elektrycznej w gospodarstwie domowym o zamiarze wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jeżeli odbiorca ten nie ureguluje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni od dnia otrzymania tego powiadomienia.


Przedsiębiorstwo energetyczne w powiadomieniu, o którym mowa powyżej, informuje również, że wznowienie dostarczania energii elektrycznej może nastąpić pod nieobecność odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym w obiekcie lub lokalu, bez odrębnego powiadomienia tego odbiorcy, a także informuje odbiorcę wrażliwego energii elektrycznej o możliwości złożenia wniosku, o którym mowa w pkt. II.3.2.20. Urządzenia, instalacje lub sieci odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym powinny być przygotowane przez tego odbiorcę w sposób umożliwiający ich bezpieczną eksploatację po wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, zgodną z odrębnymi przepisami.

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

II.3.2.5. ENEA Operator jest zobowiązana niezwłocznie wznowić dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt. II.3.2.1., II.3.2.2. i II.3.2.4., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania. ENEA Operator wznowia dostarczanie energii elektrycznej niezwłocznie po otrzymaniu od Sprzedawcy wniosku o wznowienie, jeżeli wstrzymanie nastąpiło na żądanie Sprzedawcy.

ENEA Operator wstrzymuje i wznowia dostarczanie energii elektrycznej również przy wykorzystaniu liczników zdalnego odczytu i systemu pomiarowego, zgodnie z poleceniami inicjowanymi bezpośrednio w systemie pomiarowym.

II.3.2.6. Przepisów pkt. II.3.2.1. lit. c) i pkt. II.3.2.2. nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa.

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 38
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

Ponadto realizacja przez ENEA Operator postanowień o których mowa w pkt. II.3.2.1. lit. a) lub pkt. II.3.2.2 może ulec opóźnieniu bez ponoszenia przez ENEA Operator odpowiedzialności z tego tytułu, w przypadku otrzymania przez ENEA Operator informacji, że wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej odbiorcy może spowodować bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska (a w szczególności uniemożliwi pracę aparatury wspomagającej funkcje życiowe lub pracę urządzeń zapobiegających przed wystąpieniem niekontrolowanej reakcji chemicznej). ENEA Operator może opóźnić wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej do czasu wykonania przez odbiorcę czynności usuwających powyższe zagrożenie.

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


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

II.3.2.9. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.3.2.3., nie uwzględniło reklamacji, a odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, w terminie 14 dni 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 elektrycznej nie wstrzymuje się do czasu rozwiązania sporu przez Koordynatora.

Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie uwzględniło reklamacji Prosumenta, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego będących 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.3.2.10. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymało dostarczanie energii elektrycznej odbiorcy w gospodarstwie domowym, a odbiorca ten złożył reklamację na wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane wznowić dostarczanie energii elektrycznej w terminie 3 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji i kontynuować dostarczanie energii elektrycznej do czasu jej rozpatrzenia.

Jeżeli ENEA Operator na żądanie Sprzedawcy wstrzymał dostarczanie energii elektrycznej odbiorcy w gospodarstwie domowym, z przyczyn określonych w pkt. II.3.2.1. lit. a) lub pkt. II.3.2.2., i taki odbiorca złożył Sprzedawcy reklamację na wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej, Sprzedawca jest zobowiązany złożyć niezwłocznie, jednak nie później niż do godz. 11.00 dnia następnego po otrzymaniu reklamacji tego odbiorcy, wniosek o wznowienie dostarczania energii elektrycznej, a ENEA Operator wznowia i kontynuuje dostarczanie energii elektrycznej do czasu rozpatrzenia reklamacji przez Sprzedawcę. Łączny czas liczony od otrzymania przez Sprzedawcę reklamacji odbiorcy w gospodarstwie

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 39
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

domowym do wznowienia przez ENEA Operator dostarczania energii elektrycznej, nie może być dłuższy niż 3 dni.

- II.3.2.11. W przypadku gdy reklamacja, o której mowa w pkt. II.3.2.10., nie została pozytywnie rozpatrzona przez przedsiębiorstwo energetyczne i odbiorca wymieniony w pkt. II.3.2.10., wystąpił do Prezesa o rozpatrzenie sporu w tym zakresie, przedsiębiorstwo, o którym mowa w pkt. II.3.2.10., jest obowiązane kontynuować dostarczanie energii do czasu wydania decyzji przez Prezesa URE.
- II.3.2.12. Przepisów pkt. II.3.2.10. oraz pkt. II.3.2.11. nie stosuje się w przypadku, gdy wstrzymanie dostarczania energii nastąpiło z przyczyn, o których mowa w pkt. II.3.2.4. albo rozwiązania sporu przez Koordynatora na niekorzyść odbiorcy.
- II.3.2.13. W przypadku wystąpienia przez odbiorcę, o którym mowa w pkt. II.3.2.7., z wnioskiem o wszczęcie postępowania przed Koordynatorem albo z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu przez Prezesa URE, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.3.2.1., może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy temu odbiorcy. Koszt zainstalowania tego układu ponosi przedsiębiorstwo energetyczne.
- II.3.2.14. W przypadku, gdy odbiorca wrażliwy energii elektrycznej złoży do ENEA Operator wniosek o zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, ENEA Operator jest obowiązana zainstalować taki układ, w terminie 21 dni od dnia otrzymania wniosku. Koszty zainstalowania przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi ENEA Operator.
- II.3.2.15. W przypadku, o którym mowa w pkt. II.3.2.2., ENEA Operator bez zbędnej zwłoki wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jednak nie później niż w terminie 4 dni roboczych od dnia otrzymania żądania wstrzymania.
- II.3.2.16. W przypadku wystąpienia:
- a) masowych awarii sieci elektroenergetycznych,
 - b) przerw katastrofalnych powodujących ograniczenia techniczne i organizacyjne,
 - c) konieczności wykonania wyłączeń planowych,
- termin, o którym mowa w pkt. II.3.2.15., może ulec wydłużeniu.
- II.3.2.17. Wymiana informacji, o których mowa w pkt. II.3.2., pomiędzy ENEA Operator i Sprzedawcą odbywa się za pośrednictwem CSIRE.
- II.3.2.18. W przypadku, gdy odbiorca wrażliwy energii elektrycznej złoży wniosek do ENEA Operator o zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, ENEA Operator jest obowiązany zainstalować taki układ, w terminie 21 dni od dnia otrzymania wniosku. W takim przypadku koszty zainstalowania przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi ENEA Operator.
- II.3.2.19. ENEA Operator, 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) lub b):

- (i) w okresie od dnia 1 listopada do dnia 31 marca,
- (ii) 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 elektrycznej z przyczyn, o których mowa w pkt. II.3.2.1. lit. b) oraz w pkt. II.3.2.4.


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

II.4.1. Wymagania ogólne


II.4.1.1. Przyłączane do sieci dystrybucyjnych ENEA Operator 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 elektrycznej,
- 4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii elektrycznej,
- 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.4.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt. II.4.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 41
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- II.4.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa URE; zgoda jest udzielana w drodze decyzji.
- II.4.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator 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. IRiESD.
- II.4.1.5. Jeżeli w dacie wejścia w życie IRiESD urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator nie spełniają wymagań technicznych, o których mowa w IRiESD, wówczas wymagania techniczne stawiane tym urządzeniom, instalacjom lub sieciom, muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji, której zakres obejmuje również urządzenia, instalacje lub sieci nie spełniające wymagań.
- II.4.1.6. Jeżeli ograniczenia techniczne, w tym zastosowana technologia urządzeń, instalacji lub sieci, pomimo planowanej do przeprowadzenia modernizacji, uniemożliwia spełnienie wymagań technicznych, o których mowa w IRiESD, wówczas podmiot posiadający ww. urządzenia, instalacje lub sieci, na etapie opracowywania założeń do planowanej modernizacji przekazuje ENEA Operator opinię o braku możliwości spełniania tych wymagań. Jeżeli ENEA Operator zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający tę opinię ma obowiązek przedłożyć ENEA Operator opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.
- II.4.1.7. Zapisy pkt. II.4.1.5. oraz pkt. II.4.1.6. nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej.
- II.4.1.8. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci, funkcjonowania oraz zapewniania bezpieczeństwa pracy urządzeń, instalacji i sieci określają przepisy 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 późniejszymi zmianami), zwane dalej „rozporządzeniem 2019/943”), przepisy wydane na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943, postanowienia TCM przyjętych na podstawie rozporządzeń Komisji Europejskiej wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943, załącznik nr 1 do Rozporządzenia systemowego oraz niniejsza IRiESD.
- II.4.2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców**
- II.4.2.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator.

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 42
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

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

II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

II.4.3.1. Wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączonych do skoordynowanej sieci 110 kV są określone przez OSP w IRIESP oraz w TCM.

II.4.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych innych niż określone w pkt. II.4.3.1. są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą a ENEA Operator, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 1 do IRIESD.

II.4.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych o których mowa w pkt. II.4.3.2. obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:


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

II.4.4.1. Warunkiem przystąpienia do budowy linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w ustawie Prawo energetyczne.

II.4.4.2. Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich winny odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w pkt. II.1.

II.4.4.3. ENEA Operator może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w pkt. II.4.4.2.

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 43
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- II.4.4.4. Linie bezpośrednie oraz łączone za ich pośrednictwem urządzenia, instalacje, sieci oraz jednostki wytwórcze, winny spełniać wymagania techniczne określone w pkt. II.4.2. oraz II.4.3.
- II.4.4.5. Połączenia międzysystemowe oraz linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami pkt. II.4.7.
- II.4.4.6. W uzasadnionych przypadkach ENEA Operator może określić w warunkach przyłączenia dodatkowe wymagania techniczne związane z przyłączaniem linii bezpośrednich oraz połączeń międzysystemowych.
- II.4.4.7. ENEA Operator 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 IWR lub umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.
- II.4.4.8. Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych skutków dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej ENEA Operator np. spowodować pogorszenia parametrów jakościowych energii elektrycznej, pogorszenia niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej ENEA Operator.

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

II.4.5.1. Wymagania ogólne


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

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

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

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

Urządzenia i elementy stosowane w EAZ oraz urządzenia i układy współpracujące z EAZ powinny być wykonane zgodnie z aktualnymi normami,

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 44
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

a jeśli w danym zakresie brak norm, należy korzystać z aktualnej wiedzy technicznej. Zgodność ta powinna być potwierdzona odpowiednimi dokumentami.


- II.4.5.1.3. Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
- II.4.5.1.4. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, warunki współpracy oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.
- II.4.5.1.5. ENEA Operator określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator.
- II.4.5.1.6. ENEA Operator dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych, w tym OSDn. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.
- II.4.5.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.
- II.4.5.1.8. Nastawy czasowe EAZ należy dobierać w taki sposób, aby były możliwie jak najkrótsze, przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń oraz aby ograniczały czasy trwania zakłóceń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstrojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk groźących 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.4.5.1.9. Należy tak dobierać zabezpieczenia i ich nastawy, aby każde zabezpieczenie było rezerwowane przez zabezpieczenia sąsiednich elementów systemu elektroenergetycznego. Wymaganie obowiązuje także wówczas, gdy w danym punkcie jest zainstalowane zabezpieczenie podstawowe i rezerwowe.
- II.4.5.1.10. Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi). Jeżeli w IRIESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.

Dla rozdzielni w układzie typu H dopuszcza się stosowanie pojedynczej baterii akumulatorowej zasilającej jedną sekcję rozdzielni potrzeb własnych prądu stałego.
- II.4.5.1.11. 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 rozdzielnic 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.4.5.1.12. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika. Wyjątek stanowi współpraca EAZ z automatyką SPZ-u 1-fazowego w sieci 110 kV.
- II.4.5.1.13. Układy i urządzenia EAZ wyposaża się w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.
- II.4.5.1.14. Zaleca się wyposażenie obwodów wyłączających w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.
- II.4.5.1.15. W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację, np. wynikające z konstrukcji rozdzielnic lub innych zabezpieczanych elementów.
- II.4.5.1.16. Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielniach sieci dystrybucyjnej 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 wielkość przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego wystąpieniu aż do wyłączenia.
- II.4.5.1.17. Stosuje się następujące sygnalizacje:
- 1) Al (alarm), która jest pobudzana przy zaniku i obniżeniu napięcia pomocniczego lub uszkodzeniu układu EAZ,
 - 2) Aw (awaria), która jest pobudzana po otwarciu wyłącznika w polu przez dowolne zabezpieczenie. Jeśli w polu jest czynna automatyka SPZ, pobudzenie powinno nastąpić dopiero po definitywnym wyłączeniu,
 - 3) Up (uszkodzenie pola), która jest pobudzana przez różne zakłócenia w działaniu urządzeń pola nie wymagającego natychmiastowego wyłączenia wyłącznika.
- II.4.5.1.18. Dla potrzeb elementów EAZ współpracujących współbieżnie lub realizacji bezwarunkowych wyłączeń drugiego końca linii, wymaga się stosowania łączny niezależnych. Czas przekazywania sygnałów nie powinien przekraczać 20 ms dla sygnałów binarnych oraz 5 ms dla sygnałów analogowych.
- II.4.5.1.19. Elementy rozdzielni NN będące własnością ENEA Operator w zakresie wyposażenia:
- 1) w EAZ – podlegają wymaganiom IRiESP,

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 46
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

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

II.4.5.2. Wymagania dla sieci 110 kV

II.4.5.2.1. Wymagania ogólne

- II.4.5.2.1.1. Nastawienia EAZ w koordynowanej sieci 110 kV są koordynowane przez OSP.
- II.4.5.2.1.2. Wszystkie zabezpieczenia linii 110 kV działają na wyłączenie.
- II.4.5.2.1.3. W razie potrzeby dopuszcza się stosowanie automatyki SPZ-u 1-fazowego w układach linii 110 kV.

II.4.5.2.2. Wymagania szczegółowe dla linii 110 kV

II.4.5.2.2.1. Linie blokowe wyposaża się w:

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

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


II.4.5.2.2.2. Pola linii pracujących w układzie pierścieniowym wyposaża się w:

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

Zaleca się, aby w przypadku zastosowania zabezpieczenia odcinkowego, terminal realizujący to zabezpieczenie był dodatkowo wyposażony w zabezpieczenie ziemnozwarciowe, kierunkowe.

II.4.5.2.2.3. Pola linii 110 kV jednostronnie zasilanych, niepracujących w sieci zamkniętej, muszą być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

- 1) zabezpieczenia w jednym z wariantów:
 - a) odcinkowe albo odległościowe jako zabezpieczenie podstawowe oraz ziemnozwarciowe jako zabezpieczenie rezerwowe,

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 47
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

b) nadprądowe bezzwłoczne i nadprądowe zwłoczne o charakterystykach niezależnych jako zabezpieczenie podstawowe oraz zabezpieczenie ziemnozwarciowe zerowo-prądowe kierunkowe,

- 2) automatykę trójfazowego SPZ,
- 3) lokalizację miejsca zwarcia, o ile zastosowanie jest możliwe.

II.4.5.2.2.4. Pola linii 110 kV służącej do wyprowadzania mocy wyposaża się co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

- 1) odcinkowe jako podstawowe,
- 2) odległościowe jako rezerwowe, z możliwością pracy współbieżnej z zabezpieczeniem odległościowym na przeciwległym końcu linii, z pamięcią napięciową,
- 3) blokadę od kołysań mocy jeśli warunki systemowe wymagają jej zastosowania,
- 4) funkcje bezwarunkowego wyłączenia najbliższego wyłącznika po górnej stronie transformatora służącego do wyprowadzania mocy z modułu wytwarzania energii od sygnału awaryjnego wyłączenia tego modułu,
- 5) blokadę przed podaniem napięcia od modułu wytwarzania energii,
- 6) układ przesyłania impulsów bezwarunkowego wyłączenia na przeciwległy koniec linii z wykorzystaniem niezależnych łącz,
- 7) funkcję umożliwiającą jednoczesne dwustronne wyłączenie linii niezależnie od wartości mocy generowanej przez jednostkę wytwórczą.

Jeśli warunki systemowe tego wymagają ENEA Operator może określić dodatkowe wymagania w zakresie wyposażenia pola w zabezpieczenia i automatyki.

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

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


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

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

II.4.5.2.4. Wymagania szczegółowe dla szyn zbiorczych

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

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

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 48
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

II.4.5.2.5. Wymagania szczegółowe dla Lokalnej Rezerwy Wyłącznikowej

II.4.5.2.5.1. Rozdzielnie 110 kV należy wyposażać w niezależne układy LRW. Dopuszcza się stosowanie układu zabezpieczenia szyn zintegrowanego z układem LRW, z wyłączeniem rozdzielni 110 kV, w których OSP posiada pole transformatora.

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

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

II.4.5.2.6. Wymagania szczegółowe dla łączników szyn

II.4.5.2.6.1. Pola łączników szyn 110 kV w stacjach systemowych wyposaża się co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

- 1) zabezpieczenie rozcinające, z wyłączeniem łączników szyn w stacjach w układzie „H”, w których dopuszcza się niestosowanie zabezpieczenia rozcinającego,
- 2) pola łączników szyn zastępujących pola linii 110 kV, a także linii 110 kV służących do wyprowadzania mocy z modułów wytwarzania energii wyposaża się w dodatkowe układy i urządzenia EAZ umożliwiające realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych niezbędnych do zastąpienia innego pola przy użyciu pola łącznika szyn.


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

II.4.5.3. Wymagania dla transformatorów

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

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

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

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 49
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

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

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

II.4.5.3.2. Do zabezpieczenia transformatorów o górnym napięciu znamionowym SN i mocy większej niż 1 MVA, posiadających wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia, stosuje się co najmniej następujące zabezpieczenia:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarcć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciove, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarcć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
- 3) zabezpieczenia przeciążeniowe,
- 4) zabezpieczenia technologiczne transformatorów.

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

II.4.5.4. Wymagania dla sieci SN

II.4.5.4.1. Wymagania ogólne

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


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

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

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

II.4.5.4.1.4. Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:

- 1) 1,5 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarcć bezoporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia jest równa napięciu fazowemu sieci,
- 2) 1,2 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarcć oporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia wynosi 50 % napięcia fazowego,

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 50
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- 3) 2,0 dla zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
- 4) 1,5 dla zabezpieczeń konduktancyjnych w sieciach skompensowanych z AWSCz,
- 5) 1,2 dla zabezpieczeń admitancyjnych i susceptancyjnych w pozostałych przypadkach.

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

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

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

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

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


II.4.5.4.2. Wymagania dla linii SN

II.4.5.4.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone moduły wytwarzania energii powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

- 1) od skutków zwarć wielofazowych (nadprądowe zwłoczne i zwarciove),
- 2) 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 ENEA Operator tego wymaga.

II.4.5.4.2.2. 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: zwarciove i nadprądowe zwłoczne o charakterystykach niezależnych z możliwością wprowadzenia blokady kierunkowej),
- 2) zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych,

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 51
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- 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,
Dodatkowo w zależności od potrzeb ENEA Operator, 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 podnapięciowe zasilanego z przekładników umieszczonych za wyłącznikiem,
- 7) blokady załączenia wyłącznika w polu w przypadku obecności napięcia w linii lub kontrolę synchronizmu,
- 8) blokady kierunkowej wyłączenia wyłącznika w polu reagującej na kierunek przepływu mocy w kierunku do szyn zbiorczych rozdzielni.

II.4.5.4.2.3. 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: zwarciove 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,
Dodatkowo w zależności od potrzeb ENEA Operator, może wymagać zastosowania innych kryteriów zabezpieczeniowych lub funkcji, w tym:
- 4) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowego, wyposażonego w kryterium df/dt ,
- 5) zabezpieczenia nad- i podnapięciowe zasilanego z przekładników umieszczonych za wyłącznikiem,
- 6) blokady załączenia wyłącznika w polu w przypadku obecności napięcia w linii lub kontrolę synchronizmu.

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

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

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

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

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 52
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- II.4.5.4.3.3. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany dławik do kompensacji prądów ziemnozwarciowych, to należy wprowadzić możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego od zabezpieczenia nadprądowego w punkcie neutralnym oraz uwzględnić zabezpieczenia fabryczne dławika i ewentualnie AWSCz lub innego układu wprowadzającego dodatkowy prąd doziemny.
- II.4.5.4.3.4. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, to zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno mieć możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego oraz chronić rezystor przed skutkami zbyt długiego przepływu prądu w czasie zwarcia doziemnego niewyłączonego przez zabezpieczenia w innych polach. Sposób oddziaływania tego zabezpieczenia na wyłączniki w stacji zależy od wymagań OSD, warunków eksploatacji i może powodować:
- 1) dla transformatorów dwuzwojowych wyłączenie dwustronne (zalecane) lub tylko po stronie SN,
 - 2) dla transformatorów trójzwojowych wyłączenie tylko po stronie SN dotkniętej zakłóceniem lub ze wszystkich stron,
 - 3) wyłączenie pola potrzeb własnych (rozwiązanie dopuszczalne, ale nie zalecane),
 - 4) wyłączenie rezystora uziemiającego (rozwiązanie dopuszczalne, ale nie zalecane).
- II.4.5.4.3.5. W przypadku sieci uziemionej przez rezystor, każde automatyczne wyłączenie pola SN transformatora 110 kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola transformatora uziemiającego lub rezystora.

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

II.4.5.4.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się w:

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

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

II.4.5.4.5. Wymagania dla łączników szyn

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

- 1) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne,

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

II.4.5.4.6. Wymagania dla pól pomiaru napięcia

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

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

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


II.4.5.4.7. Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.4.5.4.7.1. Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

- 1) SCO umożliwiające realizację przynajmniej dwóch stopni w każdej sekcji, przy czym automatyka może być zrealizowana w polu pomiaru napięcia z rozproszaniem sygnału do pól odpływowych lub jako rozproszona w postaci zabezpieczeń podczęstotliwościowych w poszczególnych polach. Automatyki tej nie wolno instalować w rozdzielniach SN GPO. Automatyki tej nie należy uruchamiać w liniach, do których przyłączone są jednostki wytwórcze,
- 2) SPZ/SCO należy stosować w uzgodnieniu z ENEA Operator,
- 3) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta powinna odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,
- 4) zabezpieczenie szyn zbiorczych, które może być w wykonaniu różnicowym poprzecznym lub nadprądowo-logicznym. Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi. Zabezpieczenie to powinno działać z czasem nie dłuższym niż 0,3 s,
- 5) SZR, jeśli rozdzielnia SN w stacji 110 kV/SN posiada przynajmniej dwa zasilania. Automatyki tej nie wolno stosować w rozdzielniach SN GPO.

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

- 1) urządzenia SZR z funkcją kontroli napięcia szczytkowego (zalecane),

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 54
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

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

II.4.5.5. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

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

- II.4.5.5.6.5. Jednostki wytwórcze o mocy 25 MVA i większej należy wyposażać w zabezpieczenia różnicowoprądowe, przy czym OSD może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych o mocy mniejszej.
- II.4.5.5.6.6. Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.
- II.4.5.5.6.7. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.
- II.4.5.5.6.8. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z pkt. od II.4.5.5.1. do II.4.5.5.3. oraz od II.4.5.5.6.1. do II.4.5.5.6.7., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

II.4.5.6. Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ

- II.4.5.6.1. ENEA Operator prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w IRiESD oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.
- II.4.5.6.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator zobowiązane są do eksploataowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego ENEA Operator, a tym samym utrzymywania tych elementów w należyтым stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z ENEA Operator w szczególności podmiotom tym zabrania się:
 - 1) odstawiania z pracy urządzeń lub ich części,
 - 2) wymiany urządzeń na posiadające inne parametry i właściwości,
 - 3) zmiany nastaw i sposobu działania.
- II.4.5.6.3. ENEA Operator może zażądać od podmiotu przyłączonego do sieci wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych EAZ, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.
- II.4.5.6.4. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń EAZ nowych i modernizowanych następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w IRiESD, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.
- II.4.5.6.5. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej ENEA Operator podlegają im również urządzenia EAZ.

II.4.6. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki

II.4.6.1. Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują ENEA Operator oraz podmioty przyłączane do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, z zastrzeżeniem zapisów pkt. II.4.1.5. i II.4.1.6.


II.4.6.2. Wszystkie bezobsługowe stacje o górnym napięciu 110 kV i wyższym powinny być wyposażone w układy telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania umożliwiające zdalne prowadzenie ruchu stacji przez właściwe dyspozycje.

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

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

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

- a) Telesterowanie:
 - sterowanie wyłącznikami,
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.
- b) Telesygnalizację:

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 57
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

- stanu położenia łączników,
- stanu automatyk stacyjnych,
- sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
- sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
- sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
- sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
- sygnalizację alarmową, włamaniową i przeciwpożarową.

c) Telemetrię:

- pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór),
- pomiar prądu w poszczególnych polach,
- pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.6.5. Rozdzielnie 110 kV podmiotów zewnętrznych powinny retransmitować do dyspozycji prowadzącej ruch sieci dystrybucyjnej ENEA Operator co najmniej następujące informacje:

- a) sygnalizację położenia wszystkich łączników na rozdzielni 110 kV,
- b) zbiorczą sygnalizację awaryjną,
- c) zbiorczą sygnalizację zadziałania zabezpieczeń,
- d) pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór) oraz prądu w poszczególnych polach odpływowych rozdzielni 110 kV, a także napięcia na poszczególnych układach szyn.


II.4.6.6. Rozdzielnie SN w stacjach 110 kV/SN, a także ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki powinny być objęte, co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

a) Telesterowanie:

- sterowanie wyłącznikami,
- sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.

b) Telesygnalizację:

- stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uziemników,
- stanu automatyk stacyjnych,
- sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
- sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
- sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 58
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,

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

c) Telemetrię:

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

II.4.6.7. Urządzenia telemechaniki powinny być wyposażone, w co najmniej dwa porty transmisji danych.

II.4.6.8. Urządzenia telemechaniki obiektowej oraz systemy nadzoru w dyspozycjach powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż:

- 1) 24 godz. – dla obiektów wskazanych w planie odbudowy opracowanym na podstawie art. 23 NC ER,
- 2) 8 godz. – dla pozostałych obiektów.

II.4.6.9. Do przekazywania danych bezpośrednio z obiektów elektroenergetycznych do systemu SCADA OSP podstawowo jest stosowany protokół IEC60870-5-104. Za zgodą OSP, przejściowo dopuszcza się stosowanie protokołów DNP3 lub IEC60870-5-101 pracujących na łączach szeregowych.

II.4.6.10. Do przekazywania danych pomiędzy systemami SCADA OSP i ENEA Operator służyć łączy TCP/IP i protokół komunikacyjny ICCP (TASE.2).

II.4.7. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych

II.4.7.1. Wymagania ogólne


II.4.7.1.1. 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 ENEA Operator przydziela standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G.

II.4.7.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku urządzeń, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej lub dla których nie

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 59
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

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. Okres między kolejnymi wzorcowaniami liczników, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej jest równy okresowi ważności legalizacji liczników klasy C, które podlegają tej kontroli, zgodnie z odrębnymi przepisami.


Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych oraz oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz z wcześniej wystawionym świadectwem legalizacji, wzorcowania, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do ENEA Operator. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokołów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań w uprawnionym laboratorium posiadającym akredytację w przedmiotowym zakresie, zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami.

Urządzenia podlegające wzorcowaniu powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie wzorcowania przez uprawnione laboratorium.

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


II.4.7.1.4. Układy pomiarowo-rozliczeniowe:

- 1) wykorzystywane do rozliczeń za energię elektryczną, za usługi dystrybucji energii elektrycznej lub za usługi systemowe instaluje się:
 - a) po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów – w przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci 110 kV,
 - b) po stronie 110 kV transformatorów 110 kV/SN lub w polach liniowych 110 kV, stanowiących miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci – w przypadku innych podmiotów przyłączonych do sieci 110 kV,
 - c) na zaciskach generatorów jednostek wytwórczych świadczących usługi systemowe,
 - d) 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,
 - e) po stronie napięcia sieci, na której dany podmiot jest przyłączony – w przypadku podmiotów przyłączonych do sieci SN i nN,

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 60
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

- f) w miejscu przyłączenia ogólnodostępnej stacji ładowania do sieci dystrybucyjnej,
- g) 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,
- h) 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:
- jednostki wytwórczej, lub
 - instalacji odnawialnego źródła energii, lub
 - 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 polach liniowych 110 kV linii stanowiących połączenie krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami elektroenergetycznymi innych państw,
- b) w polach liniowych 110 kV linii stanowiących połączenia między sieciami dystrybucyjnymi OSD,
- c) w miejscach połączenia między sieciami dystrybucyjnymi OSD na napięciu SN i nN,
- 3) wykorzystywane do realizacji innych procesów rynku energii instaluje się:
- a) w przypadku wytwórców, dla których jest wymagane potwierdzenie przez ENEA Operator 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 ENEA Operator transformujących napięcie SN/nN,
- c) w miejscach w sieci na poziomie SN i nN, w których energia elektryczna jest zużywana na potrzeby własne ENEA Operator, w stacjach elektroenergetycznych NN/110 kV, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez ENEA Operator od OSP, w celu zasilania potrzeb własnych ENEA Operator związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej,
- 4) w pozostałych przypadkach – w miejscu wskazanym w umowie o przyłączenie lub umowie dystrybucyjnej albo umowie kompleksowej.


Za zgodą ENEA Operator, w uzasadnionych technicznie przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowo-rozliczeniowych po stronie

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 61
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

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 ENEA Operator uwarunkowana jest w szczególności akceptacją przez podmiot przyłączony lub odbiorcę, doliczania ilości strat mocy i energii elektrycznej, zgodnie z zapisami umowy o przyłączenie lub umowy dystrybucyjnej albo umowy kompleksowej.

- II.4.7.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują układy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z wymaganiami określonymi w IRIESP.
- II.4.7.1.6. ENEA Operator wraz z OSP uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z uwzględnieniem uregulowań prawnych i postanowień IRIESP, dla potrzeb transmisji danych do OSP oraz zabezpieczenia przed ich utratą.
- II.4.7.1.7. OSD uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- II.4.7.1.8. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowo-rozliczeniowych dzieli się na 6 kategorii:
- 1) kategoria A – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do II grupy przyłączeniowej niezależnie od mocy pobieranej lub wprowadzonej do sieci,
 - 2) 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,
 - 3) 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,
 - 4) 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,
 - 5) 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,
 - 6) 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.

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 62
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

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.4.7.1.9. Liczniki zdalnego odczytu powinny umożliwiać pomiar i rejestrację wartości zgodnie z załącznikiem nr 1 i 3 do Rozporządzenia pomiarowego.
- II.4.7.1.10. Dane pomiarowe z układów pomiarowo-rozliczeniowych są pozyskiwane i przekazywane do systemu pomiarowego. Wymagania dotyczące technologii transmisji danych określa ENEA Operator.
- II.4.7.1.11. 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.4.7.1.12. Miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego określa ENEA Operator, w warunkach przyłączenia. Dodatkowo informacja o miejscu zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego może być zawarta w umowie dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej.

W przypadku podmiotów zaliczonych do II, 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.4.7.1.13. Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być dobrane zgodnie z kategorią układu pomiarowo-rozliczeniowego określoną w pkt. II.4.7.2. i zainstalowane w każdej z faz. Prąd znamionowy przekładników prądowych winien być dostosowany do mocy umownej, tak aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:


- 1) 20 % – 120 % ich prądu znamionowego dla klasy 0,5, albo
- 2) 5 % – 120 % ich prądu znamionowego dla klasy 0,2 lub 0,5S, albo
- 3) 1 % – 120 % ich prądu znamionowego dla klasy 0,2S.

W uzasadnionych przypadkach, za zgodą ENEA Operator, dopuszcza się stosowanie przekładników prądowych o przeciążalności do 200 % prądu znamionowego, przy zachowaniu dokładności pomiaru wymaganego w danej klasie.

Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25 % a 100 % wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników.

- II.4.7.1.14. Do 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.4.7.1.15. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych nowobudowanych i modernizowanych powinien być ≤ 5 . W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku FS > 5, o ile spełniają one pozostałe wymagania IRIESD.
- II.4.7.1.16. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu 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.4.7.1.17. Zmiana kwalifikacji układu pomiarowo-rozliczeniowego do kategorii określonej w pkt. II.4.7.1.8., następuje na wniosek odbiorcy lub ENEA Operator. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowo-rozliczeniowego.
- II.4.7.1.18. W przypadku zmiany charakteru odbioru, ENEA Operator może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w IRIESD.
- II.4.7.1.19. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego lub jego elementu winny być niezwłocznie zgłaszane do ENEA Operator przez odbiorcę, wytwórcę, posiadacza magazynu energii elektrycznej lub Sprzedawcę.
- II.4.7.1.20. ENEA Operator na żądanie odbiorcy, dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. ENEA Operator może dokonać sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, również z własnej inicjatywy.
- II.4.7.1.21. Odbiorca lub ENEA Operator 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 ENEA Operator.

- II.4.7.1.22. ENEA Operator przekazuje zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego jest podmiot inny niż ENEA Operator, to podmiot ten ma obowiązek przekazać ENEA Operator zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego bezpośrednio po jego demontażu.
- II.4.7.1.23. 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.4.7.1.24. ENEA Operator przekazuje odbiorcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.4.7.1.25. Jeżeli ENEA Operator nie jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, ENEA Operator 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 ENEA Operator nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.4.7.1.26.
- II.4.7.1.26. W terminie 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego odbiorca lub ENEA Operator może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego. ENEA Operator umożliwi przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- II.4.7.1.27. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.4.7.1.26., pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- II.4.7.1.28. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego, właściciel układu pomiarowo-rozliczeniowego zapewni zastępczy element układu pomiarowo-rozliczeniowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w IRiESD.
- II.4.7.1.29. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, ENEA Operator zwraca koszty, o których mowa w pkt. II.4.7.1.23. i pkt. II.4.7.1.27., 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.4.7.1.30. W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, strona wnioskująca o sprawdzenie tego układu pokrywa

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 65
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego.

- II.4.7.1.31. W przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania ENEA Operator 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.4.7.1.32. Bez względu na kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego ENEA Operator ma prawo zainstalować w podstawowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym własny licznik energii elektrycznej, w tym LZO.
- II.4.7.1.33. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C1 i C2 przekładniki prądowe dostarcza ENEA Operator.

II.4.7.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A

II.4.7.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A spełniają następujące wymagania:

- 1) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S,
- 2) przekładniki napięciowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
- 3) liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla energii czynnej i nie gorszą niż 0,5S dla energii biernej,
- 4) liczniki zdalnego odczytu mają współpracować z systemem pomiarowym.

II.4.7.2.2. ENEA Operator instaluje analizator jakości energii elektrycznej w układzie pomiarowo-rozliczeniowym kategorii A w przypadku:


- 1) odbiorców,
- 2) wytwórców wykorzystujących energię wiatru lub promieniowania słonecznego lub innych wytwórców, dla których instalacja jest uzasadniona, biorąc pod uwagę lokalizację i rolę obiektu w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej,
- 3) magazynów energii elektrycznej.

ENEA Operator może zainstalować analizator jakości energii elektrycznej w innych miejscach niż wskazane powyżej u podmiotów II grupy przyłączeniowej, dla których instalacja jest uzasadniona ze względów technicznych.

II.4.7.2.3. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A wymaga się stosowania dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych: podstawowego i rezerwowego. Zasilanie liczników zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym podstawowym i rezerwowym odbywa się z oddzielnych rdzeni lub uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w pkt. II.4.7.2.1.

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

II.4.7.3.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii B3, B2 i B1, spełniają następujące wymagania:

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 66
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- 1) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S,
- 2) przekładniki napięciowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
- 3) 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,
- 4) w przypadku kategorii B3 liczniki zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym podstawowym i rezerwowym mogą być zasilane z jednego rdzenia lub uzwojenia przekładników.

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

II.4.7.4.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii C1 spełniają następujące wymagania:

- 1) przekładniki prądowe, o ile występują w układzie pomiarowo-rozliczeniowym, mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
- 2) 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.4.7.4.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii C2 spełniają następujące wymagania:

- 1) przekładniki prądowe, o ile występują mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
- 2) 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.4.7.4.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych wymienione w pkt. II.4.7.4.1. i w pkt. II.4.7.4.2. dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych lub modernizowanych objętych postępowaniami przetargowymi wszczętymi po dniu wejścia w życie Rozporządzenia pomiarowego.


II.4.8. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

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

II.4.8.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z sąsiednimi OSD, OSP i podmiotami zakwalifikowanymi do II grupy przyłączeniowej, a w przypadkach określonych przez ENEA Operator również z podmiotami zakwalifikowanymi do pozostałych grup przyłączeniowych.

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

II.4.8.4. System pomiarowy ENEA Operator powinien spełniać wymagania funkcjonalne określone w rozporządzeniu pomiarowym.

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 67
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

II.4.9. Wymagania dla urządzeń stosowanych do kontroli synchronizmu

II.4.9.1. Wymaga się stosowania urządzeń do kontroli synchronizmu w warunkach łączy w sieci zamkniętej oraz łączenia obszarów asynchronicznych. ENEA Operator określa miejsca lokalizacji i wymagania dla urządzeń kontroli synchronizmu w sieci zamkniętej.

II.5. DANE PRZEKAZYWANE DO ENEA OPERATOR PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

II.5.1. Zakres danych

II.5.1.1. Dane przekazywane do ENEA Operator przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie ujęte w pkt. II.5.1.2. obejmują:

- a) dane opisujące stan istniejący,
- b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez ENEA Operator,
- c) dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.

II.5.1.2. Podmioty przyłączane i przyłączone do sieci ENEA Operator, o których mowa w TCM, mają obowiązek przekazywania danych strukturalnych do OSP lub ENEA Operator.

W sytuacji, gdy:

- a) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSP, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSP,
- b) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do ENEA Operator, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej ENEA Operator.

II.5.1.3. Dane strukturalne, pozyskiwane przez OSP za pośrednictwem ENEA Operator, są przekazywane corocznie przez podmioty przekazujące dane do ENEA Operator, w terminie do dnia 15-go sierpnia roku poprzedzającego, na kolejne 5 lat kalendarzowych, przy czym każdy podmiot przekazujący dane do ENEA Operator dokonuje przeglądu przekazywanych informacji i przekazuje zaktualizowane informacje do ENEA Operator, zgodnie z zasadami określonymi w TCM.

II.5.2. Dane opisujące stan istniejący

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


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

- e) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.
- II.5.2.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez ENEA Operator odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do ENEA Operator następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:
- a) dane o węzłach i ich wyposażeniu, liniach wraz ze schematami i planami, transformatorach,
 - b) dane o ewentualnych jednostkach wytwórczych,
 - c) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.
- II.5.2.3. Dane o węzłach obejmują w szczególności:
- a) nazwę węzła,
 - b) rodzaj i schemat stacji,
 - c) rodzaj pól i ich wyposażenie,
 - d) zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w charakterystycznych godzinach pomiarowych z uwzględnieniem i bez uwzględnienia mocy osiągalnych jednostek wytwórczych,
 - e) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną z uwzględnieniem i bez uwzględnienia produkcji energii elektrycznej jednostek wytwórczych,
 - f) udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,
 - g) moc bierną kompensującą, kondensatory ze znakiem „+”, dławiki ze znakiem „-”,
 - h) układ normalny pracy.
- II.5.2.4. Dane o liniach obejmują w szczególności:
- a) nazwę węzła początkowego,
 - b) nazwę węzła końcowego,
 - c) rezystancję linii,
 - d) reaktancję dla składowej zgodnej,
 - e) $\frac{1}{2}$ susceptancji poprzecznej pojemnościowej,
 - f) stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej,
 - g) $\frac{1}{2}$ konduktancji poprzecznej,
 - h) długość linii, typ i przekrój przewodów,
 - i) obciążalność termiczną linii seria słupów.
- II.5.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:
- a) nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,
 - b) dane znamionowe,

c) model zwarciový.

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

- a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
- b) sprawność przemiany energetycznej,
- c) wskaźnik zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne jednostek wytwórczych,
- d) produkcję energii elektrycznej,
- e) wskaźniki odstawień awaryjnych,
- f) parametry jakościowe paliwa (QAS) wraz z jego zużyciem,
- g) emisje zanieczyszczeń SO₂, NO_x, pyły i CO₂,
- h) stosowane instalacje ochrony środowiska (wraz z ich sprawnością),
- i) informacje o charakterze sensorywnym (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 oraz możliwość regulacji,
- 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,

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 70
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- t) współczynnik mocy potrzeb własnych,
- u) maksymalną generowaną moc czynną,
- v) minimalną generowaną moc czynną,
- w) dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną i maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym,
- x) statyzm turbiny,
- y) reaktancję podprześciową generatora w osi d w jednostkach względnych,
- z) reaktancję zastępczą gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączona jednostka wytwórcza.

II.5.2.7. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z ENEA Operator.


II.5.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez ENEA Operator

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

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

- a) rodzaje jednostek wytwórczych, lokalizację i charakter ich pracy,
- b) moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,
- c) przewidywaną elastyczność pracy,
- d) liczbę dni remontów planowych,
- e) techniczny i księgowy czas eksploatacji,
- f) sprawności wytwarzania energii elektrycznej,
- g) rodzaj paliwa, jego charakterystykę i możliwości pozyskania,
- h) skuteczności instalacji oczyszczania spalin,
- i) dane o ograniczeniach zawartych w posiadanych pozwoleniach związanych z ochroną środowiska oraz czas ich obowiązywania,

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 71
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

- j) dla jednostek wytwórczych pompowych sprawności pompowania i wytwarzania oraz pojemność zbiornika górnego.
- II.5.3.3. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez ENEA Operator odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do ENEA Operator następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w pkt. II.5.3.1.:
- a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,
 - b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
 - c) miesięczne bilanse mocy i energii.
- II.5.3.4. Informacje o wymianie międzysystemowej, o których mowa w pkt. II.5.3.1., obejmują:
- a) zakontraktowaną moc i energię elektryczną,
 - b) czas obowiązywania kontraktu.
- II.5.3.5. Informacje o projektach zarządzania popytem, o których mowa w pkt. II.5.3.1., obejmują:
- a) opis i harmonogram projektu,
 - b) przewidywaną wielkość ograniczenia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.
- II.5.3.6. Formę przekazywanych danych prognozowanych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z ENEA Operator.
- II.5.4. Dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej**
- II.5.4.1. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV ENEA Operator, dla wybranej doby letniej i doby zimowej, przeprowadzają rejestrację stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV obejmującą:
- a) bilanse mocy czynnej i biernej węzłów sieci,
 - b) napięcia w węzłach sieci,
 - c) rozpływy mocy czynnej i biernej.
- II.5.4.2. ENEA Operator dokonuje wyboru dni oraz godzin rejestracji stanów pracy sieci i zawiadamia o tym wytwórców oraz odbiorców przyłączonych do sieci 110 kV z co najmniej 14 dniowym wyprzedzeniem.
- II.5.4.3. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV dostarczają ENEA Operator wyniki rejestracji stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV nie później niż po upływie 14 dni od dnia przeprowadzenia ewidencji.
- II.5.4.4. Formę przekazywanych danych pomiarowych oraz sposób ich przekazania, podmioty uzgadniają z ENEA Operator.

II.5.5. Wymagania dotyczące zdalnego pozyskiwania danych pomiarowych

II.5.5.1. Podmioty przyłączone do sieci ENEA Operator mają obowiązek, zgodnie z TCM, przekazywania danych czasu rzeczywistego do OSP lub ENEA Operator.

W sytuacji, gdy:

- a) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSP, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSP,
- b) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do ENEA Operator, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej ENEA Operator.

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

II.6.1. Postanowienia ogólne

II.6.1.1. ENEA Operator opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz współpracuje z OSP w celu skoordynowania rozwoju sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej 110 kV.

II.6.1.2. Plan rozwoju obejmuje zakres określony w ustawie Prawo energetyczne.

II.6.1.3. Projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE.


II.6.1.4. ENEA Operator współpracuje z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, pozostałymi przedsiębiorstwami energetycznymi, organami administracyjnymi i samorządów terytorialnych oraz odbiorcami, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, w celu koordynacji planowania rozwoju tej sieci.

II.6.1.5. Po pozytywnym zaopiniowaniu planu rozwoju przez organy administracji państwowej ENEA Operator może wystąpić z wnioskiem do tych organów o wprowadzenie zmian do miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego.

II.6.2. Zakres pozyskiwania oraz aktualizacji danych i informacji

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


- a) schematy, plany i konfigurację sieci dystrybucyjnej 110 kV,
- b) godzinowe wartości obciążeń dla obszaru działania ENEA Operator,
- c) zużycie energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,
- d) obciążenie szczytowe dla obszaru działania ENEA Operator i straty,
- e) kwartalne bilanse mocy dla obszaru działania ENEA Operator,

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 73
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

- f) dane dotyczące realizowanych programów zarządzania popytem,
- g) dane konwencjonalnych jednostek wytwórczych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV, zgodnie z IRiESP, z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej,
- h) dane dotyczące wytwórców przemysłowych i rozproszonych, według wykorzystywanych paliw, zgodnie z IRiESP,
- i) dane dotyczące odnawialnych źródeł energii, według rodzaju źródeł, zgodnie z IRiESP.

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

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

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 74
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III.1. PRZEPISY OGÓLNE

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

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

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

III.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej ENEA Operator obejmują zagadnienia związane z:

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


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

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

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

III.1.5. ENEA Operator prowadzi eksploatację własnych urządzeń elektroenergetycznych, zgodnie z zapisami 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 ENEA Operator zobowiązane są do eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 75
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

zagrożający 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 należyłym stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa.

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

- III.1.7. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez ENEA Operator określa ENEA Operator w dokumentach wewnętrznych.

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 określonych przez ENEA Operator oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w IRiESD, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej oraz spełnieniu wymagań, o których mowa w pkt. VII.6. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

- III.2.2. Jednostki wytwórcze, transformatory 110 kV/SN, transformatory blokowe, rozdzielnie o napięciu znamionowym 110 kV, linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV oraz inne urządzenia określone przez ENEA Operator przyłączane lub przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, po dokonaniu remontu lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.

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


- III.2.4. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z ENEA Operator, jeżeli właścicielem nie jest ENEA Operator) dokonuje odbioru urządzeń, instalacji i sieci oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w IRiESD.

ENEA Operator, w przypadku gdy nie jest właścicielem uruchamianych urządzeń, instalacji i sieci, zastrzega sobie prawo sprawdzenia urządzeń, instalacji i sieci przyłączanych do sieci, której jest operatorem.

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

- III.2.5.1. Wymagania techniczne dla:

- 1) obiektów istotnych dla planu obrony systemu lub planu odbudowy, tj. jednostek wytwórczych:

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 76
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- a) o mocy 50 MW lub wyższej, do których nie mają zastosowania wymagania określone w NC RfG,
- b) będących modułami wytwarzania energii typu C i D, do których mają zastosowanie wymagania określone w NC RfG;

2) dostawców usług w zakresie odbudowy,

podlegają uzgodnieniu z OSP i zatwierdzeniu przez Prezesa URE (TCM opracowany na podstawie NC ER).


TCM opracowany na podstawie NC ER jest udostępniany przez OSP znaczącym użytkownikom sieci (dalej „SGU”) i dostawcom usług w zakresie odbudowy, w zakresie ich dotyczącym.

- III.2.5.2. Służby dyspozytorskie lub ruchowe SGU i dostawców usług w zakresie odbudowy powinny być wyposażone w systemy łączności głosowej posiadające zdolność do realizacji łączności głosowej z centrum dyspozytorskim OSP i ENEA Operator. System realizacji tej łączności głosowej powinien spełniać wymagania techniczne, opracowane przez OSP w porozumieniu z ENEA Operator, na podstawie NC ER i publikowane na stronie internetowej OSP, zapewniające komunikację przez co najmniej 24 godziny po wystąpieniu stanu zaniku napięcia na rozdzielni zasilającej potrzeby własne obiektu będącego w posiadaniu SGU lub dostawcy usług w zakresie odbudowy.
- III.2.5.3. SGU i dostawca usług w zakresie odbudowy może powierzyć sterowanie swoim obiektem innemu podmiotowi posiadającemu zdolność do realizacji łączności głosowej, spełniającej wymagania, o których mowa w pkt. III.2.5.2., i w takim przypadku SGU i dostawca usług w zakresie odbudowy odpowiedzialny jest za działania i zaniechania tego innego podmiotu, któremu powierzył sterowanie obiektem, jak za własne działanie lub zaniechanie.
- III.2.5.4. Obiekty istotne dla planu odbudowy, w szczególności rozdzielnie, o których mowa w pkt. III.2.5.5. i pkt. III.2.5.6., wyszczególnione w wykazie opracowanym przez OSP zgodnie z NC ER i stanowiącym element planu odbudowy, podlegają zgłoszeniu Prezesowi URE przez OSP zgodnie z NC ER. Wykaz ten jest aktualizowany przez OSP podczas cyklicznego przeglądu planu odbudowy, prowadzanego zgodnie z NC ER.
- III.2.5.5. Rozdzielnie planowane do przyłączenia do sieci 110 kV ENEA Operator uznaje się za obiekty istotne dla planu odbudowy.

Po przeprowadzeniu testów odbiorowych takiej rozdzielni podlega ona zgłoszeniu przez jej właściciela do OSP:

- 1) bezpośrednio – w przypadku rozdzielni przyłączanych do sieci przesyłowej;
- 2) przez ENEA Operator – w przypadku rozdzielni przyłączanych do sieci ENEA Operator;
- 3) przez OSDn za pośrednictwem ENEA Operator, zgodnie z postanowieniami pkt. V.3. – w przypadku rozdzielni nieposiadających bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową lub z siecią ENEA Operator.

OSP uwzględnia rozdzielnię w wykazie, o którym mowa w pkt. III.2.5.4., po dokonaniu przez OSP zgłoszenia Prezesowi URE zmian w planie odbudowy

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 77
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

w zakresie aktualizacji wykazu, OSP informuje ENEA Operator o aktualizacji tego wykazu. W przypadku, o którym mowa w ppkt. 3), ENEA Operator informuje właściwego OSDn, a operator ten informuje właściciela rozdzielni o wprowadzeniu jej do wykazu.

- III.2.5.6. Rozdzielnia istniejąca, do której planowane jest przyłączenie jednostki wytwórczej będącej modułem wytwarzania energii typu D o mocy większej niż 10 MW i mniejszej niż 50 MW, powinna zostać, przy udziale OSP, poddana ocenie ENEA Operator pod kątem jej znaczenia dla planu odbudowy. W przypadku uznania jej za obiekt istotny dla planu odbudowy właściciel rozdzielni dokonuje jej zgłoszenia do OSP w sposób określony w pkt. III.2.5.5.

Rozdzielnię istniejącą, do której planowane jest przyłączenie jednostki wytwórczej będącej modułem wytwarzania energii typu D o mocy 50 MW lub wyższej uznaje się za istotną dla planu odbudowy. Właściciel rozdzielni dokonuje jej zgłoszenia do OSP w sposób określony w pkt. III.2.5.5.

Rozdzielnie uznane za istotne dla planu odbudowy, OSP uwzględni w wykazie o którym mowa w pkt. III.2.5.4., i zgłasza Prezesowi URE zmiany w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu.

Odpowiednio ENEA Operator albo OSDn, informuje właściciela rozdzielni istniejącej, o wprowadzeniu jego obiektu do wykazu i konieczności dostosowania go do wymogów technicznych w okresie do 5 lat od daty zgłoszenia Prezesowi URE.

- III.2.5.7. Rozdzielnie uznane za istotne dla planu odbudowy powinny posiadać autonomiczne zasilanie rezerwowe, zapewniające prawidłowe jej działanie przez co najmniej 24 godziny, po zaniku zasilania podstawowego potrzeb własnych tej rozdzielni.

- III.2.5.8. Podstawowe wymagania techniczne dla rozdzielni istotnych dla planu odbudowy, po zaniku zasilania podstawowego potrzeb własnych tych rozdzielni, obejmują w szczególności zdolność do:

- 1) sterowania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, wyłącznikami w:
 - a) rozdzielni 110 kV,
 - b) w polach SN, zapewniających prawidłowe funkcjonowanie rozdzielni, tj. zasilanie, pracę sprzęgła, dokonywanie pomiarów, w zakresie wykonywania co najmniej trzech operacji łączeniowych „wyłącz – załącz”;
- 2) wykonania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, co najmniej jednej operacji łączeniowej „wyłącz”, wszystkimi wyłącznikami w polach liniowych SN;
- 3) podania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, napięcia od strony WN do pola potrzeb własnych SN;
- 4) przesyłania sygnałów sterowania oraz danych pomiarowych pomiędzy rozdzielnią a centrami dyspozytorskimi OSP i ENEA Operator;
- 5) realizacji łączności głosowej pomiędzy rozdzielnią a centrami dyspozytorskim OSP i ENEA Operator.

III.2.5.9. Jeżeli rozdzielnia ujęta w wykazie, o którym mowa w pkt. III.2.5.4., korzysta z infrastruktury zewnętrznej innych obiektów, to obiekty te, w zakresie obsługującym rozdzielnię ujętą w tym wykazie, powinny zapewniać podtrzymanie zdolności telekomunikacyjnych i sterowniczych przez co najmniej 24 godziny po zaniku zasilania podstawowego tych obiektów.

III.3. PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI

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

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

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

III.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych ENEA Operator są prowadzone w uzgodnieniu z ENEA Operator.

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

III.4.3. ENEA Operator dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w koordynowanej sieci 110 kV, zgodnie z IRiESP.

III.4.4. ENEA Operator dokonuje niezbędnych uzgodnień planowanych prac eksploatacyjnych w zakresie, w jakim mogą one mieć wpływ na pracę sieci, której ruch prowadzą inni operatorzy.

III.4.5. Likwidacja odcinków linii oraz stacji transformatorowo-rozdzielczych w koordynowanej sieci 110 kV, może zostać rozpoczęta po uzyskaniu opinii operatora systemu przesyłowego.


III.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA

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

- 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:

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 79
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

- 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 uzemień,
 - l) programy łączeniowe,
 - m) wykaz personelu ruchowego.
- III.5.5. Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń jest opracowywana przez właściciela i w zależności od potrzeb oraz rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń zawiera m.in.:
- a) ogólną charakterystykę urządzenia,
 - b) niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,
 - c) wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,


- d) określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i wyłączeniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
- e) zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób, pomiarów i badań,
- f) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,
- g) zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,
- h) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego,
- i) informacje o środkach łączności,
- j) 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,
- m) zestaw rysunków, schematów i wykresów z opisami zgodnymi z obowiązującym nazewnictwem,
- n) opis w niezbędnym zakresie układów automatyki, pomiarów, sygnalizacji, zabezpieczeń i sterowań.

III.6. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH

- III.6.1. ENEA Operator, w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.
- III.6.2. W przypadku powierzenia ENEA Operator 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 ENEA Operator informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej ENEA Operator 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,

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 81
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- 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 ENEA Operator stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.
- III.7.5. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej 110 kV rozstrzyga operator systemu przesyłowego, a w zakresie pozostałej sieci dystrybucyjnej ENEA Operator spory rozstrzyga ENEA Operator.
- III.7.6. ENEA Operator sporządza i aktualizuje schematy sieci dystrybucyjnej ENEA Operator.

III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO


- III.8.1. ENEA Operator oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych obowiązującymi normami i przepisami prawnymi.
- III.8.2. ENEA Operator 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 PRZECIWOPOŻAROWA

- III.9.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami prawnymi.
- III.9.2. ENEA Operator zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

- III.10.1. ENEA Operator opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej ENEA Operator obejmujące w szczególności:
 - a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,
 - b) remonty.

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 82
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

- III.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych ENEA Operator zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej ENEA Operator lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.
- III.10.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator uzgadniają z ENEA Operator 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 ENEA Operator są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej ENEA Operator ustalonego w pkt. VI.6.
- III.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej ENEA Operator przekazują do ENEA Operator zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt. VI.6.

III.11. **WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC**

- III.11.1. ENEA Operator opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jej urządzenia, instalacje i sieci.
- III.11.2. Osoby wykonujące prace związane z eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinny posiadać wymagane uprawnienia uzyskane na podstawie przepisów ustawy Prawo energetyczne i być upoważnione przez prowadzącego eksploatację do wykonywania określonych czynności lub prac eksploatacyjnych.

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. Rozróżnia się następujące stany pracy KSE wymagające działań interwencyjnych służb dyspozytorskich i służb ruchowych:

- 1) stan alarmowy,
- 2) stan zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
- 3) stan zaniku napięcia,
- 4) stan odbudowy systemu.

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

- a) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,
- b) katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej,
- c) wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym,
- d) strajku lub niepokoju 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 ENEA Operator.

IV.1.4. ENEA Operator wraz z OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

IV.1.5. ENEA Operator 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,

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 84
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- 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 nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, ENEA Operator udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.

IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

IV.2.2. ENEA Operator 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 Prawo energetyczne – 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 we współpracy z ENEA Operator i innymi użytkownikami systemu wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zapobieżenia jego negatywnym skutkom. Działania te podejmowane są przez OSP zgodnie z IRiESP.

ENEA Operator na polecenie OSP podejmuje w szczególności następujące działania:

- a) wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci nJWCD,
- b) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 85
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

działania ENEA Operator 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 Prawo energetyczne, 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 OSD we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków, o których mowa w IRIESP, służących do zapewnienia 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. OSP we współpracy z ENEA Operator opracowuje plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt. IV.3.2.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować:


- 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 wydobywania, 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 umowach 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 umowach 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 OSD, zasadę, o której mowa w pkt. IV.3.2.4., stosuje się odrębnie dla każdego OSD dla sumy mocy umownych określonych w umowach dystrybucyjnych i umowach kompleksowych zawartych z tym OSD. Mocy umownych dla danego obiektu, które są określone w umowach dystrybucyjnych i umowach kompleksowych zawartych z różnymi OSD nie sumuje się.
- IV.3.2.7. W przypadku, gdy odbiorca posiada obiekt, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i umowach 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 taki sam plan ograniczeń jak w przypadku obiektu odbiorcy przyłączonego do tej sieci i uwzględnia go w planie wprowadzania ograniczeń przekazywanym do ENEA Operator, w terminie określonym w pkt. IV.3.2.18.
- IV.3.2.9. Opracowany przez ENEA Operator 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 umowach 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 późniejszymi zmianami);
 - c) wykorzystywanego bezpośrednio do:
 - i. nadawania programów radiowych i telewizyjnych o zasięgu ogólnokrajowym,
 - ii. zapewnienia przewozu lotniczego, transportu kolejowego i publicznego transportu zbiorowego,


	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 87
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

- 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 OSD nie podlega ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w zakresie energii elektrycznej zużywanej na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
- IV.3.2.11. Odbiorca będący jednocześnie OSD 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 umowach kompleksowych. Wzór wniosku zawierającego oświadczenie opracowuje ENEA Operator 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 ENEA Operator, w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.7., w terminie nie dłuższym niż 3 dni robocze od otrzymania wniosku.
- IV.3.2.13. Odbiorca niezwłocznie informuje ENEA Operator, 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.3.2.25., odbiorca może wystąpić z uzasadnionym wnioskiem do ENEA Operator o korektę wielkości mocy określonych dla tego obiektu, jako całości, w stopniach zasilania, o których

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 88
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

mowa w pkt. IV.3.2.22. lit. b) i c), z zachowaniem zasady równomiernego podziału zakresu mocy, o której mowa w pkt. IV.3.2.22. lit. d).

- IV.3.2.15. Podstawą opracowania przez ENEA Operator corocznie planów wprowadzania ograniczeń w trybie normalnym są plany wprowadzania ograniczeń dla odbiorców w zakresie posiadanych przez nich obiektów opracowywane przez ENEA Operator.
- 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 ENEA Operator w celu uwzględnienia tego planu w planie wprowadzania ograniczeń ENEA Operator.
- IV.3.2.19. ENEA Operator przekazuje OSP w terminie do dnia 31 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń w celu jego uwzględnienia w planie wprowadzania ograniczeń OSP.
- IV.3.2.20. Aktualizacja planów wprowadzania ograniczeń dla obiektów odbiorców nie powoduje konieczności aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń ENEA Operator i OSDn.
- IV.3.2.21. Plan wprowadzania ograniczeń opracowywany przez OSP podlega uzgodnieniu z Prezesem URE w terminie do dnia 31 maja danego roku. OSP przedstawia Prezesowi URE plan wprowadzania ograniczeń do uzgodnienia nie później niż do dnia 30 kwietnia danego roku.
- IV.3.2.22. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:
- 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc w obiekcie w wielkościach i na zasadach określonych w umowach dystrybucyjnych albo umowach kompleksowych,
 - 12 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy maksymalnej poboru, określonej dla tego obiektu, zgodnie z pkt. IV.3.2.25. lit. b),
 - 20 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy minimalnej poboru, określonej dla tego obiektu zgodnie z pkt. IV.3.2.25. lit. a),
 - 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, określonej dla 12 stopnia zasilania, do wielkości mocy minimalnej poboru, określonej dla 20 stopnia zasilania.
- IV.3.2.23. W poszczególnych stopniach zasilania odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc o wielkości nie wyższej niż wielkość mocy, która jest określona dla danego stopnia zasilania dla tego obiektu.

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 89
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

- IV.3.2.24. 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 ENEA Operator w sposób określony w pkt. IV.3.2.27.
- IV.3.2.25. Moc minimalną poboru oraz moc maksymalną poboru określa ENEA Operator 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, o którym mowa w pkt. IV.3.2.21., przez Prezesa URE planu wprowadzania ograniczeń, odpowiednio:
- a) w przypadku mocy minimalnej poboru przez:
 - i. wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najniższą,
 - ii. odrzucenie trzech wartości najniższych spośród wartości, o których mowa w ppkt. i., i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości,
 - b) w przypadku mocy maksymalnej poboru przez:
 - i. wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najwyższą,
 - ii. odrzucenie trzech wartości najwyższych spośród wartości, o których mowa w ppkt. i., i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości.

W przypadku braku możliwości pozyskania przez ENEA Operator wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, o których mowa powyżej, ENEA Operator wyznacza je zgodnie z zapisami pkt. C.1. IRiESD.

- IV.3.2.26. 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 umowach kompleksowych, za wielkość mocy maksymalnej poboru przyjmuje się łączną wielkość mocy umownej.
- IV.3.2.27. ENEA Operator 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 umowach kompleksowych w terminie, o którym mowa w pkt. IV.3.2.16. W zakresie umów kompleksowych, ENEA Operator przekazuje ten plan lub jego aktualizację również Sprzedawcy, na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.7. IRiESD.

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

korespondencyjny odbiorcy, Sprzedawca udostępnia ENEA Operator. Doręczenie na ten adres korespondencyjny jest skuteczne.

Odbiorcy są zobowiązani do niezwłocznego pisemnego informowania odpowiednio ENEA Operator, z którym zawarli umowę dystrybucyjną 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 ENEA Operator o zmianie ww. adresu poczty elektronicznej.

IV.3.2.28. Dla przyłączonego do sieci obiektu, dla którego nie jest możliwe ustalenie w sposób określony w pkt. IV.3.2.25.:

- 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 Prawo energetyczne;
- b) mocy maksymalnej poboru – wielkość tej mocy ustala się w łącznej wysokości mocy umownej określonej w umowach dystrybucyjnych albo umowach 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.3.2.29. Sposób określania dla obiektu mocy minimalnej poboru oraz mocy maksymalnej poboru, o którym mowa w pkt. IV.3.2.28., stosuje się do czasu ustalenia wielkości tych mocy w sposób, o którym mowa w pkt. IV.3.2.25., nie dłużej jednak niż przez okres 24 miesięcy od dnia zawarcia po raz pierwszy umowy dystrybucyjnej albo umowy kompleksowej, na podstawie której świadczone są odbiorcy usługi dystrybucji energii elektrycznej do tego obiektu.

IV.3.2.30. 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.3.2.22., określa OSP.

Komunikaty OSP o stopniach zasilania wprowadzanych w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych nadawanych przez Program 1 Polskiego Radia o godzinie 7.55 i o godzinie 19.55 oraz zamieszczane na stronie internetowej ENEA Operator. Odbiorcy są obowiązani stosować się do stopni zasilania określonych w tych komunikatach w czasie określonym w tych komunikatach.

IV.3.2.31. 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.3.2.32. 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, OSP powiadamia służby dyspozytorskie oraz ruchowe ENEA Operator.

- IV.3.2.33. ENEA Operator 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 umowach kompleksowych. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.


Jeżeli umowa dystrybucyjna albo umowa kompleksowa nie zawiera adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, do czasu przekazania ENEA Operator przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, o którym mowa powyżej, ENEA Operator 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 ENEA Operator, z którym zawarli umowę dystrybucyjną 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 ENEA Operator o zmianie tych danych.

- IV.3.2.34. Powiadomienia o zmianie wprowadzonych stopni zasilania innych niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, ENEA Operator zamieszcza również na swojej stronie internetowej. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.
- IV.3.2.35. Odbiorcy posiadający obiekty, dla których opracowano plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej stosują się do przekazanych przez ENEA Operator 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.

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 92
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

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.3.2.30. oraz w pkt. IV.3.2.32. 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 uniemożliwiające 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”) są realizowane na polecenie OSP. W szczególnych przypadkach, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, ENEA Operator może dokonać wyłączeń awaryjnych sieciowych bez wydania polecenia przez OSP. W takim przypadku ENEA Operator jest zobowiązana niezwłocznie powiadomić o tym służby dyspozytorskie OSP-ODM.

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 wyłączenia linii o napięciu 110 kV, transformatorów 110 kV/SN lub linii i stacji SN;
- 2) poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada ENEA Operator;
- 3) poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez OSDn przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV;

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 93
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- 4) a po wyczerpaniu wszystkich powyższych działań, 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. OSP w porozumieniu z ENEA Operator ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach 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 ppkt. 2) i 3);
- 2) ENEA Operator – dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem planów opracowanych przez OSDn przyłączonych do sieci ENEA Operator i planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV, za której ruch sieciowy odpowiada ENEA Operator;
- 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 ENEA Operator;
- 2) obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić wyłączenia awaryjne sieciowe.

IV.3.4.1.9. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym sieciowym są realizowane wyłącznie na polecenie OSP. W szczególnych przypadkach, zwłaszcza gdy zagrożone jest bezpieczeństwo osób, ENEA Operator, OSDn, jak również odbiorca ujęty w planie wyłączeń awaryjnych sieciowych, może dokonać załączenia bez wydania polecenia przez OSP, przy czym w takim przypadku podmioty te zobowiązane są niezwłocznie poinformować o tym zdarzeniu właściwe służby dyspozytorskie, z podaniem przyczyny.

IV.3.4.2. Tryb awaryjny bilansowy

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 94
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

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. Wyłączenia awaryjne bilansowe są realizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu 110 kV, transformatorów 110 kV/SN lub linii i stacji SN.

IV.3.4.2.4. OSP w porozumieniu z ENEA Operator ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania, dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach B.

IV.3.4.2.5. 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 ppkt. 2) i 3);
- 2) ENEA Operator – dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem planów opracowanych przez OSDn przyłączonych do sieci ENEA Operator i planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV, za której ruch sieciowy odpowiada ENEA Operator;
- 3) odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej.

IV.3.4.2.6. OSP wydaje ENEA Operator polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych z wyprzedzeniem co najmniej 4 godzin. W przypadkach spowodowanych nagłymi, awaryjnymi wyłączeniami jednostek wytwórczych ujętych w TCM, o którym mowa w pkt. III.2.5.1., czas ten może ulec skróceniu do 2 godzin.

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 95
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- IV.3.4.2.7. Polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych wydaje OSP wskazując dany stopień B lub ich grupę dla całego KSE oraz czas obowiązywania.
- IV.3.4.2.8. 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.3.4.2.9. W przypadku zastosowania rotacji wyłączeń awaryjnych bilansowych, należy prowadzić załączenia i wyłączenia odbiorców w taki sposób, aby zminimalizować efekt skokowych zmian obciążenia.
- IV.3.4.2.10. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym bilansowym są realizowane bez zgody OSP, zgodnie z wydanym poleceniem, o którym mowa w pkt. IV.3.4.2.7.

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 odpowiednio ENEA Operator, OSDn lub odbiorca przyłączony do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym równym 110 kV, zgodnie z przepisami Rozporządzenia systemowego.

O okoliczności zainstalowania układu SCO oraz o jego parametrach technicznych:

- 1) odbiorca, o którym mowa powyżej, niezwłocznie informuje ENEA Operator,
- 2) OSDn informuje ENEA Operator – w przypadku, gdy OSDn jest bezpośrednio połączony z siecią ENEA Operator,
- 3) OSDn informuje innego OSDn przyłączonego do sieci ENEA Operator – w przypadku, gdy ten OSDn nie jest bezpośrednio połączony z siecią ENEA Operator.

ENEA Operator może zwolnić z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO odbiorcę przyłączonego do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym równym 110 kV, o którym mowa w § 43 ust. 10 Rozporządzenia systemowego, na wniosek tego odbiorcy, pod warunkiem uzgodnienia przez ENEA Operator i tego odbiorcę planu działania na wypadek wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu.

- IV.3.5.3. Odbiorca przyłączony do sieci SN podlega stosowaniu układu SCO przez ENEA Operator, do którego sieci jest przyłączony.
- IV.3.5.4. OSDn połączony z siecią SN i nN ENEA Operator może podlegać stosowaniu układu SCO zainstalowanego przez ENEA Operator, zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy ENEA Operator oraz OSDn.
- IV.3.5.5. Czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 150 ms, z zastrzeżeniem, że w przypadku układu SCO, do którego nie mają zastosowania wymagania NC DC, zainstalowanego przed datą 18 grudnia 2022 r., w sieci ENEA Operator lub w instalacji odbiorcy przyłączonego do sieci o napięciu 110 kV, czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 300 ms.

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 96
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

IV.3.5.6. Przekaznik SCO, stosowany w układach SCO, powinien:

- 1) umożliwiać nastawienie wartości częstotliwości z zakresu od 47,00 Hz do 50,00 Hz ze zmianą skokową co 0,05 Hz;
- 2) umożliwiać nastawienie zwłoki czasowej w zakresie od 0,05 s do 1 s ze zmianą skokową co 0,05 s, jeżeli zastosowanie zwłoki czasowej jest konieczne do prawidłowego działania tego przekaznika;
- 3) zapewniać dotrzymanie czasu własnego przekaznika 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 5 lat lub w terminie jednego roku od modernizacji tego układu, uwzględniając wymagania techniczne określone w pkt. IV.3.5.5. i pkt. 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:

- 1) odbiorcom przyłączonym do sieci przesyłowej;
- 2) ENEA Operator.

Wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO są wyznaczane zgodnie z załącznikiem do NC ER, dla poszczególnych stopni SCO (poziomów obowiązkowego odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER) w odniesieniu do zapotrzebowania netto KSE.

Przez zapotrzebowanie netto KSE rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania OSP (w tym generację mocy czynnej autoproducentów), powiększoną o wartość importu oraz pomniejszoną o wartość eksportu, mocy pobieranej przez magazyny energii elektrycznej i mocy pobieranej przez elektrownie szczytowo-pompowe, przy czym wielkość ta nie obejmuje mocy potrzeb własnych jednostek wytwórczych oraz potrzeb ogólnych elektrowni.

IV.3.5.9. ENEA Operator na podstawie danych przekazanych przez OSP, o których mowa w pkt. IV.3.5.8., wyznacza wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO na swoim obszarze działania, uwzględniając:

- 1) odbiorców, o których mowa w pkt. IV.3.5.2., przyłączonych do sieci ENEA Operator;
- 2) OSDn przyłączonych do sieci ENEA Operator.

IV.3.5.10. Odbiorca, o którym mowa w pkt. IV.3.5.2., przekazuje ENEA Operator, informacje o zainstalowanym układzie SCO i wielkościach mocy czynnej wyłączanej przez ten układ.

IV.3.5.11. ENEA Operator powinna zapewniać możliwość wyłączania przez układy SCO zainstalowane w jego sieci, uwzględniając odbiorców, o których mowa w pkt. IV.3.5.3., przyłączonych do sieci ENEA Operator, 45 % zapotrzebowania netto ENEA Operator w każdej chwili czasu, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy wyłączanej w obszarze jego sieci.

Przez zapotrzebowanie netto ENEA Operator rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania ENEA Operator (w tym generację mocy czynnej autoproducentów), powiększoną o saldo wymiany mocy czynnej z OSP, uwzględniającą saldo wymiany mocy czynnej z innymi OSDp oraz pomniejszoną o wartość mocy pobieranej przez magazyny energii elektrycznej i mocy pobieranej przez elektrownie szczytowo - pompowe, przy czym wielkość ta nie obejmuje mocy potrzeb własnych jednostek wytwórczych oraz potrzeb ogólnych elektrowni.

IV.3.5.12. Odbiorca, o którym mowa w pkt. IV.3.5.2., powinien zapewnić w każdej chwili czasu, możliwość wyłączania przez układy SCO zainstalowane w jego instalacji odbiorczej, 45 % mocy czynnej pobieranej z tej sieci.


IV.3.5.13. Postanowień pkt. IV.3.5.12. nie stosuje się w odniesieniu do odbiorcy posiadającego jednostki wytwórcze, którego produkcja pokrywa co najmniej 50 % jego zapotrzebowania na energię elektryczną w roku poprzedzającym obowiązek określony w pkt. IV.3.5.14. W tym przypadku wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo ENEA Operator, zobowiązany jest uzgodnić z OSP indywidualnie, biorąc pod uwagę ograniczenia techniczne odbiorcy oraz zastosowane technologie urządzeń, instalacji i sieci. W przypadku niezgodnienia z OSP wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo ENEA Operator, zobowiązany jest do przedłożenia OSP opinii niezależnej firmy eksperckiej, w której zostaną określone, w przypadku takiego odbiorcy, rekomendowane wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO.

IV.3.5.14. OSDn i odbiorcy, o których mowa w pkt. IV.3.5.2., do dnia 15 września każdego roku realizują obowiązki, o których mowa w pkt. IV.3.5.9. – IV.3.5.13., oraz informują ENEA Operator o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.

ENEA Operator do dnia 30 września każdego roku realizuje obowiązki, o których mowa w pkt. IV.3.5.9. – IV.3.5.13., oraz informuje OSP o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.

IV.3.5.15. Na podstawie informacji przekazanych zgodnie z pkt. IV.3.5.14., ENEA Operator w stosunku do odbiorców przyłączonych do jego sieci, opracowuje plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, uwzględniając parametry określone w załączniku do NC ER.

ENEA Operator przekazuje opracowany plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, OSDn i odbiorcom przyłączonym do sieci ENEA Operator, ujętych w tym planie.

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 98
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- IV.3.5.16. Przy stosowaniu układów SCO należy stosować zasadę, o której mowa w NC ER, tj. minimalizowania odłączania jednostek wytwórczych, w szczególności tych, które zapewniają inercję.
- IV.3.5.17. Załączenie odbiorcy wyłączzonego wskutek zadziałania układu SCO odbywa się wyłącznie na polecenie OSP.
- IV.3.5.18. ENEA Operator w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do jego sieci może dokonać kontroli spełnienia wymagań dotyczących układów SCO, a w przypadku zadziałania układu SCO, ustala przyczynę i zakres zadziałania tego układu.
- IV.3.5.19. ENEA Operator przekazuje OSP informację o odbiorcach zwolnionych z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO, w przypadku zwolnienia odbiorców, o których mowa w § 43 ust. 10 Rozporządzenia systemowego, wraz z informacją o uzgodnieniu przez strony planu działania na wypadek wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu.

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 ENEA Operator harmonogram testów odbiorowych i okresowych testów sprawdzających zdolności w zakresie obrony i odbudowy systemu;
 - 5) raportuje ENEA Operator 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, dla każdego będącego w jego posiadaniu zakładu wytwarzania energii, w którego skład wchodzi synchroniczny moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub nowy synchroniczny moduł wytwarzania energii typu C, przystosowuje urządzenia i napędy pomocnicze do utrzymania w pracy przynajmniej jednego modułu wytwarzania energii w warunkach całkowitej utraty połączenia z KSE lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie.
- IV.4.3. 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 wchodzi moduły wytwarzania energii typu C lub D, opracowuje i przedstawia

ENEA Operator 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 oraz uwzględnia działania wymienione w pkt. IV.4.2., jeżeli są wymagane.

IV.4.4. W ramach obrony i odbudowy systemu użytkownik systemu przyłączony do sieci ENEA Operator współpracuje z ENEA Operator w zakresie określenia i spełnienia wymogów utrzymania zdolności technicznych na potrzeby obrony i odbudowy systemu oraz ich monitorowania.

IV.4.5. W celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz niezawodnej pracy tego systemu podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci ENEA Operator:


- 1) utrzymuje należące do niego sieci i wewnętrzne instalacje zasilające i odbiorcze w należyłym 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 ENEA Operator 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 ENEA Operator nie może dokonać odłączenia zasilania od rzeczywistego miejsca dostarczania energii elektrycznej i pozbawić napięcia układ pomiarowo-rozliczeniowy.

IV.4.6. ENEA Operator 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 ENEA Operator,
- 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 drodze uzgodnienia między OSP a ENEA Operator,
- 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 jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej i odpowiedzi odbioru, które nie opiera się na zasadach rynkowych może być stosowane przez OSP lub ENEA Operator w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943, oraz z uwzględnieniem zasad wskazanych w art. 13 ust. 6 oraz ust. 7 tego rozporządzenia.

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 100
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- IV.5.2. W ramach prawa, o którym mowa w pkt. IV.5.1., na potrzeby równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej OSP może w odniesieniu do jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej wydać polecenie ruchowe wyłączenia lub zmniejszenia odpowiednio mocy wytwarzanej lub pobieranej.
- IV.5.3. W ramach prawa, o którym mowa w pkt. IV.5.1., na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej ENEA Operator może w odniesieniu do jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej wydać polecenie ruchowe wyłączenia lub zmniejszenia odpowiednio mocy wytwarzanej lub pobieranej.
- IV.5.4. Polecenia, o których mowa w pkt IV.5.2., w przypadku jednostek wytwórczych będących farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynów energii elektrycznej, OSP może wydać za pośrednictwem i w koordynacji z ENEA Operator, jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynami energii elektrycznej, przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator lub OSDn przyłączonego do sieci ENEA Operator.
- IV.5.5. Polecenia, o których mowa w pkt IV.5.3., w przypadku jednostek wytwórczych będących farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynów energii elektrycznej, ENEA Operator może wydać:
- 1) bezpośrednio jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator; lub
 - 2) za pośrednictwem OSDn przyłączonego do sieci ENEA Operator, jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej tego OSDn lub do sieci dystrybucyjnej innego OSDn przyłączonego do sieci tego OSDn.
- IV.5.6. Rozliczenia finansowe w przypadku wydania poleceń, o których mowa w pkt. IV.5.2., każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawieranej pomiędzy OSP a podmiotem, któremu zostało wydane polecenie, z wyłączeniem przypadku zaakceptowania przez ten podmiot umowy o przyłączenie niegwarantującej niezawodnych dostaw energii.
- IV.5.7. Rozliczenia finansowe w przypadku wydania poleceń, o których mowa w pkt. IV.5.3., każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawieranej pomiędzy ENEA Operator a podmiotem, któremu zostało wydane polecenie, z wyłączeniem przypadku zaakceptowania przez ten podmiot umowy o przyłączenie niegwarantującej niezawodnych dostaw energii.


IV.6. INTERWENCYJNA DOSTAWA MOCY CZYNNEJ (obowiązuje do 31 grudnia 2027 r.)

IV.6.1. Postanowienia ogólne

- IV.6.1.1. W celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, zapewnienia niezawodności pracy tego systemu lub utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, ENEA Operator może korzystać z interwencyjnych dostaw mocy czynnej (IDC). ENEA Operator wykorzystuje IDC w szczególności w przypadku, gdy są one niezbędne do osiągnięcia ww. celów.
- IV.6.1.2. IDC polega na zwiększeniu przez URD poboru mocy czynnej z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, w tym również ponad wartość mocy umownej określonej w umowie dystrybucyjnej lub w umowie kompleksowej, do poziomu nieprzekraczającego mocy bezpiecznej określonej przez ENEA Operator. IDC może być realizowana przez URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator w PPE, dla których zamówiona moc umowna jest wyższa niż 40 kW.
- IV.6.1.3. Zasady realizacji IDC i współpracy w zakresie realizacji IDC pomiędzy ENEA Operator a URD:
- 1) obszar realizacji: cała sieć dystrybucyjna ENEA Operator;
 - 2) ENEA Operator określa dopuszczalne: moc pobieraną maksymalną oraz czas pobierania tej mocy;
 - 3) ENEA Operator informuje URD z wyprzedzeniem (co najmniej 3-dniowym) o możliwości korzystania z IDC;
 - 4) IDC może realizować jedynie URD, który posiada elektroniczny kanał komunikacji z ENEA Operator.
- IV.6.1.4. URD nie przysługuje wynagrodzenie z tytułu realizacji IDC.
- IV.6.1.5. W przypadku, gdy realizacja IDC będzie skutkować przekroczeniem przez URD mocy umownej, wówczas w odniesieniu do okresu realizacji IDC opłaty za przekroczenie mocy umownej nie pobiera się.
- IV.6.1.6. URD może realizować IDC pod warunkiem spełniania warunków technicznych, o których mowa w pkt. IV.6.2.

IV.6.2. Wymagania techniczne

- IV.6.2.1. URD, który realizuje IDC, powinien spełniać następujące wymagania:
- 1) układy pomiarowo-rozliczeniowe w PPE spełniają wymagania techniczne określone w IRiESD jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy,
 - 2) układy pomiarowo-rozliczeniowe w PPE posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwiają ich pozyskanie w trybie dobowym poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do LSPR ENEA Operator.

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 102
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

IV.7. INTERWENCYJNA REGULACJA MOCY BIERNEJ NA POLECENIE ENEA OPERATOR (obowiązuje do 31 grudnia 2027 r.)

IV.7.1. Postanowienia ogólne

IV.7.1.1. W celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, ENEA Operator może korzystać z interwencyjnej regulacji mocy biernej (IRB). ENEA Operator wykorzystuje IRB w szczególności w przypadku, gdy są one niezbędne do osiągnięcia ww. celów.

IV.7.1.2. IRB polega na:

- 4) zmianie przez URD poboru mocy biernej z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator lub wprowadzania mocy biernej do tej sieci ponad wartość współczynnika mocy określonego w umowie dystrybucyjnej lub w umowie kompleksowej;
- 5) poboru mocy biernej z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator lub wprowadzania mocy biernej do tej sieci przez URD przy braku generacji mocy czynnej (praca kompensatorowa).

IRB może być realizowana przez URD_W lub URD_{ME} przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator o napięciu znamionowym 110 kV, z wyłączeniem URD_W lub URD_{ME} przyłączonych do pól 110 kV w węzłach NN/110 kV, lub do sieci SN.

IV.7.1.3. Zasady realizacji IRB i współpracy w zakresie realizacji IRB pomiędzy ENEA Operator a URD:

- 1) obszar realizacji: cała sieć dystrybucyjna ENEA Operator (w lokalizacjach sieciowych określonych przez ENEA Operator);
- 2) ENEA Operator określa moc minimalną/maksymalną regulacji;
- 3) IRB może realizować jedynie URD, który posiada system zdalnego sterowania przez służby dyspozytorskie ENEA Operator oraz elektroniczny kanał komunikacji z ENEA Operator;
- 4) zasoby URD wykorzystywane do IRB nie mogą wprowadzać zakłóceń do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator.

IV.7.1.4. URD przysługuje wynagrodzenie z tytułu realizacji IRB.

IV.7.1.5. Realizacja IRB odbywa się na podstawie stosownego polecenia ruchowego wydanego z poziomu służb dyspozytorskich ENEA Operator.

IV.7.1.6. W przypadku, gdy realizacja IRB będzie skutkować przekroczeniem przez URD mocy umownej lub współczynnika mocy tgφ, wówczas w odniesieniu do okresu realizacji IRB odpowiednio opłaty za przekroczenia mocy umownej lub opłaty za ponadumowny pobór energii biernej nie pobiera się.

IV.7.1.7. URD może realizować IRB pod warunkiem spełniania warunków technicznych, o których mowa w pkt. IV.7.2.

IV.7.1.8. W celu weryfikacji możliwości realizacji IRB przez URD lub spełniania warunków technicznych, o których mowa w pkt. IV.7.2., ENEA Operator może zarządzić testowy okres realizacji IRB, a URD jest zobowiązany przystąpić do realizacji IRB. Z tytułu realizacji IRB w ww. okresie URD nie przysługuje wynagrodzenie.

IV.7.2. Wymagania techniczne

IV.7.2.1. URD, który realizuje IRB, powinien spełniać następujące wymagania:

- 1) PPE wchodzące w skład danego zasobu URD stanowią kompletny układ zasilania danego zasobu obejmujący wszystkie miejsca dostarczania tego zasobu,
- 2) układy pomiarowo-rozliczeniowe w PPE spełniają wymagania techniczne określone w IRiESD jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy,
- 3) układy pomiarowo-rozliczeniowe w PPE posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwiają ich pozyskanie w trybie dobowym poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do LSPR ENEA Operator,
- 4) zasób wyposażony jest w system zdalnego sterowania przez służby dyspozytorskie ENEA Operator.

IV.7.2.2. URD składa oświadczenie o spełnianiu wymagań, o których mowa w pkt. IV.7.2.1. Wzór oświadczenia określa ENEA Operator.

IV.7.2.3. URD jest zobowiązany do bieżącego informowania ENEA Operator w przypadku zmian odnośnie do złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany.

IV.7.3. Katalog IRB

IV.7.3.1. ENEA Operator wykorzystuje IRB w szczególności do:

- 1) regulacji napięcia,
- 2) regulacji mocy biernej,

w celu utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej.

IV.7.3.2. ENEA Operator korzysta z IRB w odniesieniu do kontrolowanego przekroczenia współczynnika mocy na polecenie ENEA Operator.


IV.8. OPTIMALIZACJA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ Z WYKORZYSTANIEM MAGAZYNOWANIA ENERGII (obowiązuje do 31 grudnia 2027 r.)

IV.8.1. Postanowienia ogólne

IV.8.1.1. W celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego oraz optymalizacji rozwoju i modernizacji sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, ENEA Operator może prowadzić optymalizację pracy sieci dystrybucyjnej z wykorzystaniem zasobów URD zdolnych do magazynowania energii, w przypadku, gdy jest to niezbędne do osiągnięcia ww. celów.

IV.8.1.2. Optymalizacja pracy sieci dystrybucyjnej polega na:

- 1) poborze przez URD mocy czynnej z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator na polecenie ENEA Operator;

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 104
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- 2) wprowadzeniu mocy czynnej do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator przez URD_{ME} na polecenie ENEA Operator.

Optymalizacja pracy sieci dystrybucyjnej może być realizowana przez URD posiadających zasoby zdolne do magazynowania energii, w tym przez URD_{ME} posiadających magazyny energii elektrycznej. Optymalizacja pracy sieci dystrybucyjnej może być realizowana przez URD, w tym URD_{ME}, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator o napięciu znamionowym 110 kV lub do sieci SN.

- IV.8.1.3. ENEA Operator nabywa optymalizację pracy sieci dystrybucyjnej na podstawie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych.
- IV.8.1.4. Zasady korzystania i współpracy w zakresie realizacji optymalizacji pracy sieci dystrybucyjnej:
 - 1) obszar realizacji: cała sieć dystrybucyjna ENEA Operator (w lokalizacjach sieciowych określonych przez ENEA Operator);
 - 2) ENEA Operator określa moc minimalną/maksymalną;
 - 3) ENEA Operator wskazuje moc maksymalną w określonym okresie czasu lub określony wolumen energii;
 - 4) optymalizację pracy sieci może realizować jedynie URD, który posiada system zdalnego sterowania przez służby dyspozytorskie ENEA Operator oraz elektroniczny kanał komunikacji z ENEA Operator.
- IV.8.1.5. URD przysługuje wynagrodzenie z tytułu realizacji optymalizacji pracy sieci dystrybucyjnej.
- IV.8.1.6. Realizacja optymalizacji pracy sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie stosownego polecenia ruchowego wydanego z poziomu służb dyspozytorskich ENEA Operator.
- IV.8.1.7. W przypadku, gdy realizacja optymalizacji pracy sieci dystrybucyjnej będzie skutkować przekroczeniem przez URD mocy umownej lub współczynnika mocy $\text{tg}\phi$, wówczas w odniesieniu do okresu realizacji optymalizacji pracy sieci dystrybucyjnej odpowiednio opłaty za przekroczenia mocy umownej lub opłaty za ponadumowny pobór energii biernej nie pobiera się.
- IV.8.1.8. URD może realizować optymalizację pracy sieci dystrybucyjnej pod warunkiem spełniania warunków technicznych, o których mowa w pkt. IV.8.2.
- IV.8.1.9. W celu weryfikacji możliwości realizacji optymalizacji pracy sieci dystrybucyjnej lub spełniania warunków technicznych, o których mowa w pkt. IV.8.2., ENEA Operator może zarządzić testowy okres, a URD jest zobowiązany przystąpić do realizacji optymalizacji pracy sieci dystrybucyjnej. Testowy okres realizacji optymalizacji pracy sieci dystrybucyjnej ENEA Operator ogłasza nie częściej niż raz na kwartał danego roku kalendarzowego i dotyczy on nie więcej niż jednej doby. Z tytułu realizacji optymalizacji pracy sieci dystrybucyjnej w ww. okresie URD nie przysługuje wynagrodzenie.

IV.8.2. Wymagania techniczne

IV.8.2.1. URD, który realizuje optymalizację pracy sieci dystrybucyjnej, powinien spełniać następujące wymagania:

- 1) PPE wchodzące w skład danego zasobu URD stanowią kompletny układ zasilania danego zasobu obejmujący wszystkie miejsca dostarczania tego zasobu,
- 2) układy pomiarowo-rozliczeniowe w PPE spełniają wymagania techniczne określone w IRiESD jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy,
- 3) układy pomiarowo-rozliczeniowe w PPE posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwiają ich pozyskanie w trybie dobowym poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do LSPR ENEA Operator.

IV.8.2.2. URD składa oświadczenie o spełnianiu wymagań, o których mowa w pkt. IV.8.2.1. Wzór oświadczenia określa ENEA Operator.

IV.8.2.3. URD jest zobowiązany do bieżącego informowania ENEA Operator w przypadku zmian odnośnie do złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany.

IV.8.3. Katalog produktów dotyczących optymalizacji pracy sieci dystrybucyjnej

IV.8.3.1. ENEA Operator wykorzystuje optymalizację pracy sieci dystrybucyjnej w szczególności do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, zapewnienia niezawodności pracy tego systemu lub utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej.

IV.8.3.2. ENEA Operator korzysta z następujących produktów:

- 1) pobór mocy czynnej z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator przez URD posiadającego zasoby zdolne do magazynowania energii, w tym magazynowania energii elektrycznej,
- 2) wprowadzenie mocy czynnej do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator przez URD_{ME}.

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

V.1. ENEA Operator współpracuje z następującymi podmiotami:

- a) OSP,
- b) OIRE,
- c) OSD,
- d) Sprzedawcami,
- e) POB_Z,
- f) DUB,
- g) OHT,
- h) OH,
- i) OP

oraz innymi użytkownikami systemu, w tym odbiorcami, wytwórcami, posiadaczami magazynów energii elektrycznej oraz operatorami ogólnodostępnych stacji ładowania („OOSŁ”).

V.2. Zasady i zakres współpracy ENEA Operator z operatorem systemu przesyłowego są określone w IRiESD, IRiESP oraz umowie o świadczenie usług przesyłania.

V.3. OSDn realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne, IRiESP, WDB oraz IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z OSP za pośrednictwem OSD, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.

V.4. Zasady i zakres współpracy ENEA Operator z OSDn są określone w IRiESP, WDB i IRiESD oraz w IWR, a także w stosownych umowach zawartych pomiędzy ENEA Operator a OSDn, przy czym:

- a) w przypadku, gdy OSDn posiada bezpośrednie połączenia z siecią dystrybucyjną ENEA Operator oraz innych OSDp, współpraca z OSP jest realizowana przez tego OSDn za pośrednictwem ENEA Operator lub innych OSDp, odpowiednio do obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn i obszaru sieci dystrybucyjnej ENEA Operator i danego OSDp,
- b) w przypadku, gdy OSDn nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią dystrybucyjną ENEA Operator, to taki OSDn realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP, za pośrednictwem OSDp, do którego sieci przyłączony jest podmiot, z którym połączona jest sieć OSDn, z uwzględnieniem postanowień lit. a).

V.5. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w rozdziałach II, III, IV i VI IRiESD.


V.6. Współpraca ENEA Operator z operatorami handlowo-technicznymi, operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w części IRiESD-Bilansowanie.

- V.7. Operatorzy handlowo-techniczni oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do zawarcia stosownej umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz z właściwymi operatorami systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ENEA OPERATOR

VI.1. OBOWIĄZKI ENEA OPERATOR

- VI.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu ENEA Operator na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej ENEA Operator w szczególności:
- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, w tym opracowuje: układy normalne pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
 - b) podejmuje decyzje w zakresie planowania pracy magazynów energii elektrycznej i jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, innych niż JWCD oraz JWCK, w tym prowadzenie operacji łączeniowych oraz działań regulacyjnych,
 - c) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeniom dostaw energii elektrycznej,
 - d) prowadzi działania sterownicze i regulacyjne, o których mowa w pkt. VI.2., w tym m.in.:
 - zmianę wytwarzania mocy czynnej lub biernej przez moduł wytwarzania energii,
 - załączanie dławików i kondensatorów,
 - załączanie elementów sieci (linii, transformatorów),
 - zmianę zaczepek transformatorów,
 - zmianę trybów regulacji i wartości zadanych układów regulacji i automatyk,
 - e) wprowadza ograniczenia pracy lub odłącza od sieci mikroinstalacje o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączonej do sieci ENEA Operator, w przypadku, gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy tej sieci; uwzględniając stopień zagrożenia bezpieczeństwa pracy poszczególnych obszarów sieci, po ustaniu stanu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci ENEA Operator jest obowiązana niezwłocznie przywrócić stan poprzedni,
 - f) wprowadza przerwy i ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na zasadach określonych w pkt. IV.3.,
 - g) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej ENEA Operator stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, samodzielnie oraz we współpracy z OSP oraz innymi OSD,
 - h) zbiera i przekazuje do OSP dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP.
- VI.1.2. Planowanie pracy sieci dystrybucyjnej ENEA Operator odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych.
- VI.1.3. Działania ENEA Operator w zakresie bilansowania i regulacji w obszarze sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, jako części składowej KSE są ustalane w drodze umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz zawarte w części IRiESD-Bilansowanie.

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 109
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

- VI.1.4. ENEA Operator na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego. Dane niezbędne do określenia nastaw automatyk w koordynowanej sieci 110 kV, ENEA Operator otrzymuje od operatora systemu przesyłowego.
- VI.1.5. Podmioty uczestniczące w prowadzeniu ruchu sieciowego sporządzają w formie pisemnej wykazy osób i jednostek organizacyjnych bezpośrednio uczestniczących w prowadzeniu ruchu sieciowego w KSE. Wykazy podlegają bieżącej aktualizacji i są sobie wzajemnie przekazywane.

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

- VI.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w pkt. VI.1., ENEA Operator organizuje służby dyspozytorskie i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb.
- VI.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez ENEA Operator i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator ma charakter hierarchiczny, służby dyspozytorskie niższego szczebla są podporządkowane ruchowo służbom dyspozytorskim wyższego szczebla.
- VI.2.3. Organem koordynującym prace służb dyspozytorskich, o których mowa w pkt. VI.2.2. są właściwi operatorzy systemów dystrybucyjnych.
- VI.2.4. Służby dyspozytorskie ENEA Operator działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego i/lub personelu dyżurnego innych podmiotów, na podstawie umów oraz IWR.
- VI.2.5. ENEA Operator przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:
- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej ENEA Operator,
 - b) pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator innych niż JWCD oraz magazynów energii elektrycznej,
 - c) urządzeniami sieci dystrybucyjnej ENEA Operator,
 - d) liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni OSDp, na podstawie zawartych umów,
 - e) czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.
- VI.2.6. Służby dyspozytorskie o których mowa w pkt. VI.2.5., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające w szczególności na:
- a) monitorowaniu pracy urządzeń,
 - b) dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych – z tym, że w koordynowanej sieci 110 kV po uzgodnieniu

z operatorem systemu przesyłowego, a dla elementów sieci innych podmiotów na podstawie zawartych umów,

- c) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
- d) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.

VI.2.7. Służby dyspozytorskie ENEA Operator na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:

- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej ENEA Operator operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
- b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej ENEA Operator operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
- c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie lub personel dyżurny wg podziału kompetencji,
- d) źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie.

VI.2.8. Służby dyspozytorskie o których mowa w pkt. VI.2.7. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego ENEA Operator, polegający w szczególności na:

- a) bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
- b) przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
- c) wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.

VI.2.9. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie ENEA Operator w ramach wykonywania funkcji określonych w pkt. VI.2.5. do VI.2.8. są rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. ENEA Operator ustala okres ich przechowywania.

VI.2.10. Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ENEA Operator ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych zawarte są w umowach i/lub w IWR.

VI.2.11. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy przyłączeni do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV i łącznej mocy zainstalowanej źródeł wytwórczych nie mniejszej niż 200 kW, a także w uzasadnionych przypadkach inne podmioty wskazane przez ENEA Operator, opracowują instrukcję współpracy ruchowej (IWR), która powinna uwzględniać wymagania określone w IRiESD. IWR oraz jej zmiany podlegają uzgodnieniu z ENEA Operator.


VI.2.12. Przedmiotem IWR jest, w zależności od potrzeb, w szczególności:

- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych,
- b) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
- c) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,

- d) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt. VI.1. powyżej,
 - e) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
 - f) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
 - g) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
 - h) zakres i tryb obiegu informacji,
 - i) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych,
 - j) możliwości i zakres regulacji parametrów jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej.
- VI.2.13 Użytkownicy systemu zobowiązani są do wykonywania łączności ruchowych oraz prowadzenia rozmów ruchowych ze służbami dyspozytorskimi ENEA Operator, zgodnie z IWR oraz IRiESD.
- VI.2.14. Podmioty, o których mowa w pkt. VI.2.11., dokonują aktualizacji IWR, w szczególności w zakresie:
- a) wykazu osób upoważnionych – nie później niż w terminie 7 dni od zaistnienia zmian, jednak nie rzadziej niż raz w roku,
 - b) istotnych zmian w urządzeniach mających wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej ENEA Operator,
- oraz uzgadniają zmiany IWR z ENEA Operator, z wyłączeniem aktualizacji wykazu osób upoważnionych.
- Aktualizacja wykazu osób upoważnionych jest dokonywana poprzez pisemne zawiadomienie ENEA Operator i obowiązuje od dnia doręczenia ENEA Operator tego wykazu.
- VI.2.15. W przypadku, gdy podmiot, o których mowa w pkt. VI.2.11., nie posiada IWR uzgodnionej z ENEA Operator, wówczas podmiot ten opracowuje IWR oraz dokonuje jej uzgodnienia z ENEA Operator w terminie 60 dni, licząc od dnia doręczenia wystąpienia ENEA Operator.

VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- VI.3.1. ENEA Operator sporządza koordynacyjne plany pracy jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej zgodnie z postanowieniami TCM.
- VI.3.2. ENEA Operator w uzgodnieniu z OSP sporządza i średnioterminowe oraz udostępnia dobowe plany pracy jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator zgodnie z postanowieniami TCM.
- VI.3.3. Użytkownicy systemu przyłączeni do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator uczestniczący w Rynku Bilansującym podlegają procesowi planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną,

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 112
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

w tym sporządzania dobowych planów pracy jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej, realizowanemu przez operatora systemu przesyłowego. Użytkowników systemu obowiązują w tym zakresie zapisy IRiESP.

- VI.3.4. Analizy sieciowo-systemowe dla koordynowanej sieci 110 kV są realizowane, zgodnie z IRiESP, przez operatora systemu przesyłowego.
- VI.3.5. Jednym z elementów analiz, o których mowa w pkt. VI.3.4., jest określenie jednostek wytwórczych o generacji wymuszonej. Jednostki wytwórcze o generacji wymuszonej przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV obowiązują w tym zakresie zapisy IRiESP.
- VI.3.6. ENEA Operator ustala sposób udostępniania planów, o których mowa w pkt. VI.3.1. i VI.3.2. Natomiast dane do tworzenia planów, w zakresie oraz terminach określonych w IRiESP, są przekazywane do operatora systemu przesyłowego.
- VI.3.7. Przekazanie planów przez podmioty posiadające jednostki wytwórcze i posiadaczy magazynów energii elektrycznej do ENEA Operator, powinno być realizowane w następujących terminach:
- plany średnioterminowe – dane do planów średnioterminowych, obejmujących 5-letni horyzont planowania powinny zostać przekazane co najmniej raz w miesiącu do 15 dnia kalendarzowego każdego miesiąca, na okres kolejnych 60 miesięcy, przy czym dane dotyczące pierwszych 59 miesięcy są aktualizacją danych wcześniej przekazanych,
 - plany dobowe – dane do planów dobowych, obejmujących 9 kolejnych dni kalendarzowych powinny być przekazane przynajmniej raz dziennie do godziny 09.00 na okres kolejnych 9 dni kalendarzowych, przy czym dane dotyczące pierwszych 8 dni kalendarzowych są aktualizacją danych wcześniej przekazanych.
- VI.3.8. Dane planistyczne, o których mowa w TCM oraz w pkt. VI.3.7., są przekazywane do ENEA Operator w trybie ciągłym, co oznacza, że powinny być aktualizowane po każdej ich zmianie.
- VI.3.9. ENEA Operator, na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, za wyjątkiem jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV.

VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

- VI.4.1. ENEA Operator sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej ENEA Operator.
- VI.4.2. ENEA Operator planuje wymianę mocy i energii elektrycznej do innych operatorów realizowaną poprzez sieć dystrybucyjną ENEA Operator w podziale na wymianę realizowaną siecią 110 kV oraz sieciami SN i nN łącznie.

- VI.4.3. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany o których mowa w pkt. VI.4.1. i VI.4.2., w zakresie oraz terminach określonych w IRiESP, są przekazywane do operatora systemu przesyłowego.
- VI.4.4. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez ENEA Operator uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w Rynku Detalicznym.

VI.5. UKŁADY NORMALNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- VI.6.1. ENEA Operator opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej ENEA Operator.
- VI.6.2. ENEA Operator opracowuje i zgłasza do uzgodnienia operatorowi systemu przesyłowego w zakresie koordynowanej sieci 110 kV, następujące plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej:
- plan roczny do dnia 15 września roku poprzedzającego,
 - plan miesięczny do 10 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,
 - plan tygodniowy do wtorku tygodnia poprzedzającego na 1 tydzień liczony od soboty,
 - plan dobowy do godz. 11:00 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.
- VI.6.3. Użytkownicy systemu zgłaszają ENEA Operator propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt. VI.6.4.
- VI.6.4. Użytkownicy systemu opracowują i zgłaszają do uzgodnienia ENEA Operator w zakresie elementów koordynowanej sieci 110 kV, propozycje wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej ENEA Operator:
- do planu rocznego – w terminie do 15 sierpnia roku poprzedzającego,
 - do planu miesięcznego – w terminie do 5 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,
 - do planu tygodniowego – w terminie do wtorku do godziny 10:00 tygodnia poprzedzającego na 1 tydzień liczony od soboty,
 - do planu dobowego – do godz. 9:00 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.
- VI.6.5. Użytkownicy systemu zgłaszający do ENEA Operator propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:
- nazwę elementu,
 - proponowany termin wyłączenia,
 - operatywną gotowość – rozumianą jako czas potrzebny użytkownikowi systemu na przygotowanie urządzeń do podania napięcia po wydaniu polecenia ruchowego na przerwanie/zakończenie prowadzonych prac,
 - typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),
 - opis wykonywanych prac,
 - w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.
- VI.6.6. Użytkownicy systemu zgłaszający do ENEA Operator wyłączenie elementu sieci dystrybucyjnej o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. ENEA Operator ma prawo

zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.


Harmonogramy te dostarczane są do ENEA Operator w terminie co najmniej 20 dni dla elementów sieci koordynowanej 110 kV oraz 10 dni dla pozostałych elementów sieci dystrybucyjnej ENEA Operator przed planowanym wyłączeniem.

OSP, ENEA Operator i użytkownicy systemu współpracują ze sobą w celu dotrzymania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.

- VI.6.7. ENEA Operator podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej ENEA Operator w terminie do 5 dni od daty dostarczenia propozycji wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt. VI.6.8.
- VI.6.8. ENEA Operator podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementów koordynowanej sieci 110 kV w terminie:
- do dnia 15 grudnia roku poprzedzającego – w ramach planu rocznego,
 - do 28 dnia miesiąca poprzedzającego – w ramach planu miesięcznego,
 - do piątku do godziny 12:00 tygodnia poprzedzającego – w ramach planu tygodniowego,
 - do godz. 15:00 dnia poprzedzającego – w ramach planu dobowego.
- VI.6.9. ENEA Operator jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień z OSP zgłoszonych przez użytkowników systemu propozycji wyłączeń w koordynowanej sieci 110 kV.
- VI.6.10. Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.
- VI.6.11. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie ENEA Operator, w ramach wykonywania funkcji planowania wyłączeń elementów systemu dystrybucyjnego ENEA Operator, powinny być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. ENEA Operator ustala okres ich przechowywania.

VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

- VI.7.1. Programy łączeniowe opracowuje się w przypadku konieczności prowadzenia złożonych operacji łączeniowych w związku z wykonywanymi pracami sieciowymi.
- VI.7.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.
- VI.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:
- charakterystykę załączanego elementu sieci,
 - opis stanu łączników przed realizacją programu,
 - szczególony opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
 - opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatów w poszczególnych fazach programu,

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 116
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- e) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
 - f) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu,
 - g) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.
- VI.7.4. Propozycje programów łączeniowych dostarczane są do zatwierdzenia ENEA Operator w terminie co najmniej 20 dni – dla elementów sieci koordynowanej 110 kV oraz 10 dni – dla pozostałych elementów sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.
- VI.7.5. ENEA Operator może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.
- VI.7.6. ENEA Operator zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15.00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez ENEA Operator uwag do propozycji programu, zgodnie z pkt. VI.7.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez ENEA Operator uwag.
- VI.7.7. W przypadku, gdy programy łączeniowe dotyczą elementów koordynowanej sieci 110 kV lub jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej koordynowanych przez OSP zgodnie z IRiESP, ENEA Operator uzgadnia programy łączeniowe z OSP.

VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ENEA OPERATOR

- VII.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej ENEA Operator w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:
- obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwale,
 - napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,
 - moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci,
 - elektrownie przyłączone do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej powinny pracować, zgodnie z IRiESP, z zapasem równowagi statycznej większym lub równym 10 %, w zależności od sposobu regulacji napięcia wzbudzenia. Przyjmuje się, że w przypadku braku możliwości regulacji napięcia wzbudzenia jednostka wytwórcza powinna pracować z 20 % zapasem równowagi statycznej.
- VII.2. Sieć dystrybucyjna ENEA Operator o napięciu znamionowym 110 kV pracuje z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym w taki sposób, aby we wszystkich stanach ruchowych, współczynnik zwarcia doziemnego, określony jako stosunek maksymalnej wartości napięcia fazowego podczas zwarcia z ziemią do wartości znamionowej napięcia fazowego w danym punkcie sieci, nie przekraczał wartości 1,4.
- VII.3. Spełnienie wymagań określonych w pkt. VII.2. jest możliwe, gdy spełnione są następujące zależności:
- $$1 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3 \text{ oraz } \frac{R_0}{X_1} \leq 1,$$
- gdzie:
- X_1 - reaktancja zastępcza dla składowej symetrycznej zgodnej obwodu zwarcia doziemnego,
- X_0 i R_0 - odpowiednio reaktancja i rezystancja dla składowej symetrycznej zerowej obwodu zwarcia doziemnego.
- VII.4. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów 110 kV/SN i SN/nN określa ENEA Operator. W przypadku transformatorów 110 kV/SN warunki te określa ENEA Operator w porozumieniu z OSP.
- VII.5. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej ENEA Operator pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po wyrażeniu zgody na taką pracę przez ENEA Operator.
- VII.6. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych ENEA Operator powinny spełniać wymagania określone w standardach/wytocznych budowy systemów elektroenergetycznych obowiązujących w ENEA Operator.

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 grupy przyłączeniowej II

VIII.1.1.1. Regulacja częstotliwości w KSE jest prowadzona przez OSP.

Wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 s w miejscach przyłączenia 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 odchyień ± 10 % napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV.

VIII.1.1.3. Przez 95 % czasu każdego tygodnia wskaźnik długookresowego migotania światła (P_{it}) spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 0,8.

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 1 % 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 wyrażona w procentach składowej podstawowej [U_h]	rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [U_h]		
5	2%	3	2%	2	1,5%
7	2%	9	1%	4	1%
11	1,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	1,5%	>15	0,5%		
17	1%				
19	1%				
23	0,7%				
25	0,7%				
>25	$0,2 + 0,5 \cdot \frac{25}{h}$				

- 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 3 %.
- VIII.1.1.6. Parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci, mogą być zastąpione w całości lub w części innymi parametrami jakościowymi tej energii określonymi w umowie dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej.
- VIII.1.1.7. Enea Operator zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych powyżej pod warunkiem, że:
- 1) użytkownik systemu pobiera z niej lub wprowadza do niej 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 dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej,
 - 3) użytkownik systemu wypełnia zobowiązania dotyczące regulacji mocy biernej i napięcia określone w umowie dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej.
- VIII.1.2. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III-V**
- VIII.1.2.1. Wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 s zawiera się w przedziale:
- 1) 50 Hz \pm 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.1.2.2. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego zawiera się w przedziale odchyień ± 10 % napięcia znamionowego.
- VIII.1.2.3. Przez 95 % czasu w każdym tygodniu wskaźnik długookresowego migotania światła (P_{it}) spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 1.
- VIII.1.2.4. 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 harmonicznnej 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		rzęd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u _n]
rzęd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u _n]	rzęd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u _n]		
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%				

VIII.1.2.5. 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.1.2.6. Napięcie znamionowe sieci niskiego napięcia odpowiada wartości 230/400 V.

VIII.1.2.7. ENEA Operator 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 dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej,
- 3) użytkownik systemu wypełnia zobowiązania dotyczące regulacji mocy biernej i napięcia określone w umowie dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej.

VIII.1.3. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej VI

VIII.1.3.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci określa umowa dystrybucyjnej 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 II–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 dystrybucyjna 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 ppkt. 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. ENEA Operator, 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 $\leq 75A$, 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 $d(t) = \frac{\Delta U(t)}{U_n}$ podczas zmiany napięcia nie powinna przekraczać 3,3 % przez czas dłuższy niż 500 ms,
- d) względna zmiana napięcia w stanie ustalonym $d = \frac{\Delta U}{U_n}$ nie powinna przekraczać 3,3 %, gdzie:

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

VIII.3.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu

VIII.3.2.2.1. W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznym 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: komputery osobiste i monitory do nich, odbiorniki telewizyjne.

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

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

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

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

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B.

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

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

Rząd harmonicznego [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznego, wyrażony w % harmonicznego podstawowego prądu wejściowego [%]
2	2
3	30 λ *
5	10

7	7
9	5
11 ≤ n ≤ 39 (tylko harmoniczne nieparzyste)	3
*λ – współczynnik mocy obwodu	

Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D.

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

VIII.3.2.2.3. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16A.

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

Tablica 5.

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

VIII.3.3. Wymagania dla modułu wytwarzania energii przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV

VIII.3.3.1. Moduł wytwarzania energii nie może powodować szybkich zmian napięcia (RVC) zgodnie z wartościami określonymi w poniższej tabeli, przy czym podane wymagania dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń:

Lp.	Przedział wartości RVC	Maksymalna dopuszczalna liczba i częstość występowania zdarzeń RVC
1	$0,5\% \leq RVC < 1,5\%$	100/godz.
2	$1,5\% \leq RVC < 3,0\%$	10/godz.
3	$3,0\% \leq RVC$	0

VIII.3.3.2. Udział modułu wytwarzania energii w całkowitych wahaniami napięcia w punkcie przyłączenia, mierzony przyrostem wartości krótkookresowego współczynnika migotania światła (P_{st}) i długookresowego współczynnika migotania światła (P_{lt}) ponad wartość tła nie przekracza wartości określonych w poniższej tabeli:

Lp.	Napięcie znamionowe sieci	(P_{st})	(P_{lt})
1	110 kV	0,35	0,25

VIII.3.3.3. Moduł wytwarzania energii nie może powodować w miejscu przyłączenia obecności harmonicznych napięcia (o rzędach od 2 do 50) o wartościach większych niż 50 % wartości granicznych określonych w tabeli w pkt. VIII.1.1.4. ppkt 2).

VIII.3.3.4. Moduł wytwarzania energii powinien spełniać wymagania w zakresie wartości wahań napięcia, o których mowa w pkt. VIII.3.3.1. i VIII.3.3.2., oraz wymagania w zakresie wartości harmonicznych napięcia, o których mowa w pkt. VIII.1.1.4. ppkt 2), przez 99 % czasu w każdym tygodniu.


VIII.3.3.5. Wartość maksymalna całkowitego współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, w miejscu przyłączenia modułu wytwarzania energii do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV jest równa 1,5 % lub mniejsza.

VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

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

- 1) przyjmowanie od odbiorców przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej 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 przerwanej 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 ENEA Operator poprzez zarejestrowanie się w portalu planowych wyłączeń dostępnym na stronie internetowej ENEA Operator,
- 5) informowanie na piśmie, lub w inny sposób określony w umowie dystrybucyjnej 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,
- 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 Prawo energetyczne, albo ustalonych w umowie dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej, przez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne, albo ustalonymi w umowie dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie,
- 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie za niedotrzymanie

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 127
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

parametrów jakościowych energii elektrycznej ustalonych w umowie dystrybucyjnej 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.4.7.1.



**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

CZĘŚĆ:


**Bilansowanie systemu dystrybucyjnego
i zarządzanie ograniczeniami systemowymi**

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 129
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

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 (zwanej dalej „IRIESD-Bilansowanie”) wynikają z następujących przepisów i dokumentów:
- 1) ustawa Prawo energetyczne oraz wydane na jej podstawie akty wykonawcze;
 - 2) ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2021 r., poz. 1093 z późniejszymi zmianami), zwana dalej „Ustawą OIRE”;
 - 3) ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r., poz. 1361), zwana dalej „Ustawą OZE”;
 - 4) ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2023 r., poz. 2131), zwana dalej „ustawą o rynku mocy”;
 - 5) ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, (Dz. U. z 2024 r., poz. 1289), zwana dalej „ustawą o elektromobilności”;
 - 6) ustawa z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta (Dz. U. z 2023 r., poz. 2759 z późniejszymi zmianami), zwana dalej „ustawą o prawach konsumenta”;
 - 7) koncesja ENEA Operator na dystrybucję energii elektrycznej udzielona przez Prezesa URE decyzją nr DEE/50/13854/W/2/2007/PKo z dnia 28 czerwca 2007 r. wraz z późniejszymi zmianami, na okres do dnia 1 lipca 2030 r.;
 - 8) decyzja Prezesa URE nr DPE-47-47(7)/13854/2007/PKo z dnia 30 czerwca 2007 r. wraz z późniejszymi zmianami, o wyznaczeniu ENEA Operator operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
 - 9) IRiESP;
 - 10) WDB;
 - 11) Taryfa.
- A.1.2. ENEA Operator pełni funkcję OSD, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową OSP i zgodnie z postanowieniami IRiESP pełni rolę operatora typu OSDp.
- A.1.3. Podmioty, których sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator i posiadające zawarte z ENEA Operator umowy dystrybucyjne, mogą być URB zgodnie z zasadami i warunkami określonymi w WDB. Wówczas taki podmiot powinien mieć zawartą również umowę przesyłową.
- A.1.4. Każdy OSDn realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz określone w ustawie o rynku mocy obowiązki w zakresie współpracy z OSP, za pośrednictwem ENEA Operator, zgodnie z


	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 130
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

postanowieniami umów zawartych pomiędzy ENEA Operator a OSDn oraz odpowiednio zapisami WDB lub IRiESD.

- A.1.5. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB i który posiada umowę dystrybucyjną z ENEA Operator albo umowę kompleksową zawartą ze Sprzedawcą posiadającym zawartą GUD-k z ENEA Operator, jest URD.
Zasady obsługi podmiotów przyłączonych do sieci OSDn (zwanymi dalej „URDn”), reguluje stosowna instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej opracowana przez OSDn.

A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

- A.2.1. IRiESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz realizacji umów sprzedaży lub umów kompleksowych zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez ENEA Operator, a w szczególności:
- a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
 - b) zasady kodyfikacji podmiotów,
 - c) zasady sprzedaży rezerwowej,
 - e) zasady współpracy OSDn z ENEA Operator w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na RB oraz zasady współpracy w zakresie wymiany informacji dla potrzeb rynku mocy,
 - f) zasady współpracy dotyczące usługi IRP,
 - g) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,
 - h) procedurę zmiany sprzedawcy,
 - i) zasady bilansowania handlowego w obszarze Rynku Detalicznego,
 - j) zasady opracowania, aktualizacji i udostępniania standardowych profili zużycia,
 - k) postępowanie reklamacyjne i obowiązki informacyjne,
 - l) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
 - m) zasady wymiany informacji w obszarze Rynku Detalicznego,
 - n) istotne postanowienia umów o świadczenie usług dystrybucji zawieranych ze Sprzedawcami (GUD i GUD-k).
- A.2.2. Obszar sieci, dla którego ENEA Operator wykonuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami obejmuje sieć dystrybucyjną ENEA Operator oraz sieci dystrybucyjne OSDn przyłączone bezpośrednio lub pośrednio do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia i sieci są objęte obszarem RB.
- A.2.3. Procedury bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi określone w IRiESD-Bilansowanie obowiązują:
- a) ENEA Operator,

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 131
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- b) OSDn wyznaczonych na sieciach dystrybucyjnych przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator,
- c) „sąsiednich OSDn”, tzn. OSDn, których sieci są połączone pośrednio z siecią dystrybucyjną ENEA Operator,
- d) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator,
- e) Sprzedawców, którzy mają zawarte GUD z ENEA Operator,
- f) Sprzedawców, którzy mają zawarte GUD-k z ENEA Operator,
- g) Sprzedawców pełniących na obszarze ENEA Operator funkcję sprzedawcy rezerwowego,
- h) POBz działających na obszarze ENEA Operator,
- i) DUB działających na obszarze ENEA Operator,
- j) podmioty pełniące, zgodnie z WDB, funkcje OH lub OHT i reprezentujące podmioty wymienione w lit. a) – i) – w przypadku, gdy ich działalność dotyczy obszaru ENEA Operator.

A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO

A.3.1. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie RB jest OSP. Zasady funkcjonowania RB, w tym obszar RB, określają WDB. Na RB działają URB, którzy mogą być:

- a) POBz,
- b) DUB.

URB może być jednocześnie POBz i DUB.

POBz może być podmiot, który ma zawartą umowę przesyłową, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego realizuje dostawy energii elektrycznej poprzez obszar RB oraz podlega rozliczeniom z tytułu niezbilansowania, zgodnie z zasadami określonymi w WDB. Natomiast DUB może być podmiot, o którym mowa w pkt. A.11.1.


A.3.2. ENEA Operator w ramach swoich obowiązków określonych przepisami prawa umożliwia realizację:

- a) umów sprzedaży, w tym umów sprzedaży rezerwowej – na podstawie GUD zawartej ze Sprzedawcą oraz umowy dystrybucyjnej zawartej z URD,
- b) umów kompleksowych, w tym rezerwowych umów kompleksowych – na podstawie GUD-k zawartej ze Sprzedawcą,

zawartych przez podmioty przyłączone do sieci ENEA Operator przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.

A.3.3. ENEA Operator uczestniczy w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB i JG, na które składają się MB z obszaru sieci dystrybucyjnej ENEA Operator oraz sieci dystrybucyjnej OSDn, dla których ENEA Operator realizuje obowiązki OSDn w zakresie współpracy z OSP, zgodnie z zapisami pkt. A.1.4.

W ramach obszaru RB wyróżnia się następujące MB:

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 132
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

- 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 (F_ZMB), 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 (F_DMB).

Ze względu na wartości atrybutów F_DMB występują następujące oznaczenia typów F_DMB :

- i. MB_O , MB_W – reprezentujące dostawy energii elektrycznej URD, których zasoby są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB,
- ii. MB_{OSD} – reprezentujące wymianę energii elektrycznej w sieci nieobjętej obszarem RB, na napięciu niższym niż 110 kV pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci dystrybucyjnej ENEA Operator oraz sąsiednich OSDp,
- iii. $A_{FD}MB$ – reprezentujące dostawy energii elektrycznej zasobów URD, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB; obowiązują odpowiednio następujące oznaczenia typów $A_{FD}MB$: MB_{AO} , MB_{AW} , MB_{AH} , MB_{AZ} , MB_{AM} i MB_{AI} .

A.3.5. URD jest bilansowany handlowo na RB przez POB_Z . POB_Z jest wskazywany przez:

- a) Sprzedawcę – w GUD lub GUD-k zawartej z ENEA Operator,
- b) URD_W ,
- c) URD_{ME} .

Ustanowienie lub zmiana POB_Z odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E.

Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej do systemu oraz pobieranej z systemu, dla danego PPE dokonuje tylko jeden POB_Z .

A.3.6. Do jednego PPE w danym czasie może być przypisany tylko jeden Sprzedawca.

Jeżeli na dzień poprzedzający uruchomienie produkcyjne CSIRE, do jednego PPE przypisany jest więcej niż jeden Sprzedawca, wówczas ENEA Operator przypisuje do tego PPE Sprzedawcę, dla którego realizowana jest umowa sprzedaży albo umowa kompleksowa w zakresie energii elektrycznej pobieranej z sieci ENEA Operator. Zasada ta jest stosowana przez ENEA Operator również na potrzeby przekazania informacji o PPE, zgodnie z art. 20 Ustawy OIRE.

A.3.7. *(usunięty)*

- A.3.8. ENEA Operator zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- 1) aktualną listę Sprzedawców, z którymi zawarł GUD;
 - 2) aktualną listę Sprzedawców, z którymi zawarł GUD-k;
 - 3) informacje o Sprzedawcy z urzędu;
 - 4) informacje o Sprzedawcy zobowiązanym na obszarze działania ENEA Operator, wskazanym w decyzji wydanej przez Prezesa URE;
 - 5) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi, wytwórcami oraz ze Sprzedawcami i POBz.
- A.3.9. Świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej przez ENEA Operator w zakresie energii pobranej z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator lub wprowadzonej do tej sieci przez OSDn, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy dystrybucyjnej. Umowa dystrybucyjna jest zawierana z OSDn na wniosek, o którym mowa w pkt. B.1.
- Warunki i zakres współpracy ENEA Operator z OSDn w zakresie przekazywania danych pomiarowych określa umowa zawarta pomiędzy ENEA Operator a OSDn, o której mowa w pkt. A.6.1.
- A.3.10. Wytwórca w mikroinstalacji jest URD_O zarówno w zakresie energii elektrycznej pobranej z sieci ENEA Operator jak i w zakresie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, dla danego PPE.
- Posiadacz magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej mniejszej lub równej 50 kW jest URD_O, zarówno w zakresie energii elektrycznej pobranej z sieci ENEA Operator, jak i w zakresie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci ENEA Operator, dla danego PPE.
- A.3.11. Wytwórca inny, niż o którym jest mowa w pkt. A.3.10., jest URD_W zarówno w zakresie energii elektrycznej pobranej z sieci ENEA Operator jak i w zakresie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci ENEA Operator, dla danego punktu poboru energii (PPE).
- Posiadacz magazynu energii elektrycznej inny, niż o którym jest mowa w pkt. A.3.10., jest URD_{ME} zarówno w zakresie energii elektrycznej pobranej z sieci ENEA Operator jak i w zakresie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci ENEA Operator, dla danego PPE.
- A.3.12. Sprzedawca informuje URD, z którym zawarł umowę sprzedaży albo umowę kompleksową, Sprzedawcę rezerwowego, oraz ENEA Operator, a także Prezesa URE o:
- a) konieczności zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej temu URD,
 - b) przewidywanej dacie zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej, jeśli jest znana lub możliwa do ustalenia przez tego sprzedawcę,
 - c) numerze NIP/PESEL URD,
 - d) kodzie PPE,

niezwłocznie, nie później niż w terminie 2 dni kalendarzowych od dnia powzięcia przez tego sprzedawcę informacji o braku możliwości dalszego wywiązywania się z umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej zawartej z tym URD.

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

W przypadku wystąpienia okoliczności wskazanych w lit. a) wynikających z rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej zawartej przez Sprzedawcę z URD, zastosowanie ma obowiązek, o którym mowa w pkt. D.1.7. Wówczas zmiana charakterystyki PPE, w tym ewentualne uruchomienie sprzedaży rezerwowej, następuje zgodnie z IRiESP-OIRE.

W przypadku wystąpienia okoliczności wskazanych w lit. a) ENEA Operator może wstrzymać lub rozwiązać – z dniem określonym zgodnie z lit. b) – umowę, o której mowa w pkt. A.4.3.6. lub w pkt. A.4.3.7.

A.3.13. ENEA Operator po powzięciu informacji o konieczności zaprzestania przez Sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej, niezwłocznie informuje OSP o konieczności zaprzestania przez ENEA Operator świadczenia usług dystrybucji na rzecz tego sprzedawcy, w następujących przypadkach:

- a) utraty POB_Z Sprzedawcy,
- b) rozwiązania umów ze Sprzedawcą, o których mowa w pkt. A.4.3.6. lub w pkt. A.4.3.7.

Powyższe informacje ENEA Operator przekazuje niezwłocznie do Prezesa URE.

W przypadku wystąpienia okoliczności wskazanych w lit. a), ENEA Operator może rozwiązać z dniem utraty POB_Z umowy, o których mowa w pkt. A.4.3.6. lub w pkt. A.4.3.7.

W przypadku rozwiązania przez ENEA Operator umów, o których mowa w pkt. A.4.3.6. lub w pkt. A.4.3.7., ENEA Operator powiadamia o tym OIRE.


A.3.14. ENEA Operator po wystąpieniu zdarzenia, które może skutkować koniecznością zaprzestania przez ENEA Operator świadczenia usług dystrybucji na rzecz Sprzedawcy, niezwłocznie informuje OSP o tym zdarzeniu, w następujących przypadkach:

- a) brak gwarancji dotyczących wiarygodności finansowej tego Sprzedawcy lub POB_Z wskazanego przez tego Sprzedawcę, wynikających z umów zawartych przez ENEA Operator z tymi podmiotami,
- b) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umów ze Sprzedawcą, o których mowa w pkt. A.4.3.6. lub pkt. A.4.3.7.,
- c) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy z POB_Z, o której mowa w pkt. A.4.3.5.

A.3.15. 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, która została zawarta w terminie do 23 lutego 2024 r., chyba że ten URD wystąpi z wnioskiem do Sprzedawcy o zawarcie umowy kompleksowej, a umowa ta zostanie zgłoszona do ENEA Operator zgodnie z IRiESD, oraz

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 135
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- b) posiadającego umowę dystrybucyjną, 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. ENEA Operator zapewnia URD realizację umów sprzedaży albo umów kompleksowych zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do CSIRE, a informacja o ich przypisaniu do PPE zostanie przekazana ENEA Operator przez OIRE na zasadach określonych w IRiESP-OIRE, a także pod warunkiem obowiązywania odpowiednich umów, o których mowa w pkt. A.4.3.6. lub w pkt. A.4.3.7. zawartych z ENEA Operator.

A.4.2. URD_W, URD_O, URD_{ME} oraz Sprzedawcy, którzy posiadają zawartą z ENEA Operator umowę dystrybucyjną, mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD-Bilansowanie innym podmiotom, o ile nie jest to sprzeczne z przepisami obowiązującego prawa i posiadanymi koncesjami. Podmioty te działają w imieniu i na rzecz URD_W, URD_O, URD_{ME} lub Sprzedawcy.

A.4.3. Warunki i wymagania formalno-prawne


A.4.3.1. ENEA Operator, z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.6., świadczy URD usługę dystrybucji energii elektrycznej, pod warunkiem:

- 1) uzyskania przez URD odpowiednich koncesji albo wpisu do właściwego rejestru lub wykazu – jeżeli jest taki wymóg prawny;
- 2) zawarcia przez URD umowy dystrybucyjnej z ENEA Operator;
- 3) przekazania ENEA Operator przez OIRE informacji o przypisaniu umowy sprzedaży URD do PPE – dotyczy URD obsługiwane przez Sprzedawcę;
- 4) ustanowienia POB_Z przez URD_W i przekazania tej informacji ENEA Operator przez OIRE – dotyczy URD_W obsługiwane przez POB_Z;
- 5) ustanowienia POB_Z przez URD_{ME} i przekazania tej informacji ENEA Operator przez OIRE – dotyczy URD_{ME} obsługiwane przez POB_Z.

A.4.3.2. ENEA Operator, z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.7., świadczy URD usługę dystrybucji energii elektrycznej, w ramach zawartej przez URD umowy kompleksowej, pod warunkiem przekazania ENEA Operator przez OIRE informacji o przypisaniu umowy kompleksowej URD do PPE.

A.4.3.3. Umowa dystrybucyjna zawarta pomiędzy URD a ENEA Operator, powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne i zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) informację, że POB_Z dla URD jest podmiot określony zgodnie z GUD, dla którego ENEA Operator realizuje umowę sprzedaży – dotyczy URD obsługiwane przez Sprzedawcę,
- b) sposób i zasady rozliczeń z ENEA Operator z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB_Z – dotyczy URD_W oraz URD_{ME},
- c) wskazanie DUB – dotyczy URD_W oraz URD_{ME} posiadających JWCD.

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 136
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- A.4.3.4. Umowa kompleksowa zawarta przez URD w zakresie zapisów dotyczących świadczenia usług dystrybucji, powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.7.
- A.4.3.5. Podmiot posiadający: zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB na obszarze działania ENEA Operator, zawartą jedną umowę dystrybucyjną z ENEA Operator oraz spełniający procedury i warunki zawarte w IRiESD, może pełnić funkcję POB_Z. Umowa dystrybucyjna zawierana przez ENEA Operator z POB_Z powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać w szczególności następujące elementy:
- 1) oświadczenie POB_Z o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiające prowadzenie działalności na RB;
 - 2) kod identyfikacyjny podmiotu na RB;
 - 3) kody EIC ENEA Operator oraz POB_Z;
 - 4) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce – jeżeli jest taki wymóg prawny;
 - 5) zobowiązania stron;
 - 6) osoby upoważnione do kontaktu z ENEA Operator oraz POB_Z, a także ich dane teleadresowe;
 - 7) zasady przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe podmiotów działających na obszarze ENEA Operator;
 - 8) wykaz MB przypisanych do POB_Z;
 - 9) zobowiązanie POB_Z do niezwłocznego informowania ENEA Operator o zawieszeniu albo zaprzestaniu prowadzenia działalności na RB w rozumieniu WDB;
 - 10) zobowiązanie POB_Z do wysłania komunikatu do CSIRE o zakończeniu bilansowania handlowego Sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME};
 - 11) informację, że POB_Z prowadzi bilansowanie handlowe Sprzedawców, URD_W lub URD_{ME}, dla których został przypisany w CSIRE jako podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe;
 - 12) ograniczenia w wykonywaniu postanowień umowy;
 - 13) zasady zmiany i rozwiązywania umowy;
 - 14) zasady przekazywania przez ENEA Operator na MB przyporządkowane temu POB_Z, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru ENEA Operator oraz obszaru OSDn, dla którego ENEA Operator realizuje obowiązki współpracy z OSP w zakresie przekazywania danych pomiarowych.
- Jednocześnie w ramach ww. umowy, POB_Z prowadzi bilansowanie handlowe Sprzedawców oraz URD_W i URD_{ME} przyłączonych do sieci OSDn, dla których POB_Z świadczy usługi bilansowania handlowego z obszaru OSDn.
- A.4.3.6. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania ENEA Operator, zawiera z ENEA Operator jedną GUD na podstawie której może pełnić funkcję Sprzedawcy. GUD reguluje kompleksowo stosunki

pomiędzy podmiotem jako Sprzedawcą a ENEA Operator oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży dla wszystkich URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży. GUD powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) wskazanie wybranego przez Sprzedawcę POB_Z, który ma zawartą umowę dystrybucyjną z ENEA Operator oraz zasady zmiany POB_Z; przez wskazanie POB_Z rozumie się przypisanie POB_Z do Sprzedawcy w CSIRE oraz przekazanie tej informacji przez OIRE do ENEA Operator,
- b) kody EIC ENEA Operator oraz Sprzedawcy,
- c) zobowiązania stron,
- d) osoby upoważnione do kontaktu z ENEA Operator oraz Sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,
- e) zasady postępowania reklamacyjnego, rozstrzygania sporów i realizacji obowiązków informacyjnych,
- f) ograniczenia w wykonywaniu postanowień umowy,
- g) zasady zmiany i rozwiązywania umowy,
- h) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

A.4.3.7. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD będących odbiorcami końcowymi, w tym Prosumentami, Prosumentami zbiorowymi, Prosumentami wirtualnymi lub członkami spółdzielni energetycznej, na podstawie umów kompleksowych, zawiera z ENEA Operator jedną GUD-k na podstawie której może pełnić funkcję sprzedawcy usługi kompleksowej. GUD-k określa warunki realizacji umów kompleksowych dla ww. URD, którym ten sprzedawca będzie świadczyć usługę kompleksową. GUD-k powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) wskazanie wybranego przez Sprzedawcę POB_Z, który ma zawartą umowę dystrybucyjną z ENEA Operator oraz zasady zmiany POB_Z; przez wskazanie POB_Z rozumie się przypisanie POB_Z do Sprzedawcy w CSIRE oraz przekazanie tej informacji przez OIRE do ENEA Operator,
- b) kody EIC ENEA Operator oraz Sprzedawcy,
- c) zobowiązania stron,
- d) zasady ograniczania świadczenia usług dystrybucji przez ENEA Operator,
- e) warunki świadczenia przez ENEA Operator usług dystrybucji URD posiadającym zawarte umowy kompleksowe ze Sprzedawcą,
- f) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy ENEA Operator a Sprzedawcą,
- g) zasady zabezpieczeń należytego wykonania umowy,
- h) osoby upoważnione do kontaktu z ENEA Operator oraz Sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,
- i) ograniczenia w wykonywaniu postanowień umowy,

- j) zasady postępowania reklamacyjnego, rozstrzygnięcia sporów i realizacji obowiązków informacyjnych,
- k) zasady zmiany i rozwiązywania umowy,
- l) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

A.4.3.8. W celu realizacji obowiązków w zakresie współpracy z OSP, o których mowa w pkt. A.1.4., OSDn dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z ENEA Operator umowę. Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) zakres obowiązków realizowanych przez OSDn oraz ENEA Operator,
- b) zgodę OSDn na realizację uzgodnionych obowiązków w zakresie współpracy z OSP przez ENEA Operator,
- c) zobowiązanie OSDn do zawierania ze Sprzedawcami umów dystrybucyjnych (GUD lub GUD-k), w których będzie wskazany POBz posiadający umowę dystrybucyjną zawartą z ENEA Operator, o której mowa w pkt. A.4.3.5.,
- d) dane o posiadanych przez OSDn koncesjach i decyzjach dotyczących sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej,
- e) osoby upoważnione do kontaktu z ENEA Operator oraz OSDn, a także ich dane teleadresowe,
- f) zobowiązania stron do stosowania postanowień IRiESD,
- g) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonaniu,
- h) zasady obejmowania umową kolejnych URD z obszaru OSDn,
- i) zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych,
- j) zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji usługi IRP,
- k) zasady współpracy w zakresie przekazywania informacji, a w szczególności przekazywania danych pomiarowych na potrzeby rynku mocy oraz świadczenia usług bilansujących.

Zasady, o których mowa w lit. j) lub lit. k), mogą zostać uregulowane w odrębnych umowach zawartych pomiędzy ENEA Operator a OSDn.

A.4.3.9. Istotne postanowienia GUD i GUD-k zawarte są w Załączniku nr 5 do IRiESD. Postanowienia te są wiążące dla ENEA Operator i Sprzedawców przy zawieraniu tych umów.

A.4.3.10. Nie później niż do 60 dnia kalendarzowego przed dniem uruchomienia produkcyjnego CSIRE, ENEA Operator i Sprzedawca zawrą nową GUD lub GUD-k, zgodnie z obowiązującymi w ENEA Operator wzorcami GUD i GUD-k dostosowanymi do funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE.

W przypadku, gdy w terminie, o którym mowa w zdaniu pierwszym, Sprzedawca nie zawrze nowej GUD lub GUD-k, wówczas:

- a) dotychczas obowiązująca umowa GUD lub GUD-k zawarta przez Sprzedawcę z ENEA Operator ulega rozwiązaniu z końcem dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE,
- b) ENEA Operator nie przekaze OIRE – w ramach realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 20 Ustawy OIRE – informacji dotyczących możliwości realizacji

przez Sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej na obszarze działania ENEA Operator,

- c) Sprzedawca zobowiązany jest powiadomić ENEA Operator o zakończeniu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej na koniec dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE, w terminie nie później niż do 50 dnia kalendarzowego przed dniem uruchomienia produkcyjnego CSIRE.

A.4.3.11. Nie później niż do 60 dnia kalendarzowego przed dniem uruchomienia produkcyjnego CSIRE, ENEA Operator i POB_Z zawrą nową umowę, o której mowa w pkt A.4.3.5., zgodnie z obowiązującym w ENEA Operator wzorcem dostosowanym do funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE.

W przypadku gdy w terminie, o którym mowa w zdaniu pierwszym, POB_Z nie zawrze nowej umowy, o której mowa w pkt. A.4.3.5., wówczas:

- a) dotychczas obowiązująca umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawarta przez POB_Z z ENEA Operator ulega rozwiązaniu z końcem dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE,
- b) ENEA Operator nie przekaże OIRE – w ramach realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 20 Ustawy OIRE – informacji dotyczących możliwości pełnienia przez POB_Z funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie na obszarze działania ENEA Operator,
- c) POB_Z zobowiązany jest powiadomić Sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} o zakończeniu bilansowania handlowego na koniec dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE, w terminie nie później niż do 50 dnia kalendarzowego przed dniem uruchomienia produkcyjnego CSIRE.

A.4.3.12. *(usunięty)*

A.4.3.13. *(usunięty)*

A.4.3.14. Podmiot zamierzający pełnić funkcję DUB na zasobach URD przyłączonych do sieci ENEA Operator, musi spełnić wymagania zawarte w pkt. A.11., w tym zawrzeć umowę dystrybucyjną z ENEA Operator.

Umowa dystrybucyjna zawierana przez ENEA Operator z DUB powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) oświadczenie DUB o zawarciu umowy przesyłowej umożliwiającej świadczenie usług bilansujących na RB,
- b) kod identyfikacyjny DUB na RB,
- c) dane o posiadanych przez podmiot odpowiednich koncesjach – jeżeli jest taki wymóg prawny,
- d) osoby upoważnione do kontaktu z ENEA Operator oraz DUB, a także ich dane teleadresowe,
- e) zasady zmiany DUB reprezentującego zasób URD,
- f) wykaz zasobów, z wykorzystaniem których DUB świadczy usługi bilansujące na RB,

- g) oświadczenie DUB, że posiada umocowanie właścicieli poszczególnych zasobów do korzystania z tych zasobów i rozporządzania tymi zasobami przez DUB, zgodnie z zapisami WDB,
- h) zasady informowania DUB o zmianie POB_Z dla zasobów URD, dla których DUB świadczy usługi bilansujące,
- i) zobowiązanie DUB do niezwłocznego informowania ENEA Operator o zaprzestaniu lub zawieszeniu działalności na RB w zakresie świadczenia usług bilansujących,
- j) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, DUB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w zakresie świadczenia usług bilansujących.

Jednocześnie w ramach ww. umowy, DUB świadczy usługi bilansujące zasobów URDn przyłączonych do sieci OSDn.

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

A.5.1. ENEA Operator bierze udział w administrowaniu RB dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej i sieciach, na których zostali wyznaczeni OSDn, w oparciu o postanowienia umowy przesyłowej zawartej pomiędzy ENEA Operator a OSP i na zasadach określonych w WDB oraz administruje konfiguracją Rynku Detalicznego w oparciu o zasady zawarte w IRiESD-Bilansowanie i postanowienia umów dystrybucyjnych.

ENEA Operator bierze udział w administrowaniu RB dla obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn, na podstawie umowy zawartej z OSDn, o której mowa w pkt. A.4.3.8.

A.5.2. W ramach obowiązków współpracy z OSP w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB i JG, ENEA Operator w szczególności:

- a) zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez POB_Z,
- b) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania PPE do zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z,
- c) uczestniczy w procesie kwalifikacji poszczególnych zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator do świadczenia usług bilansujących na RB,
- d) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowania PPE zasobów URD do poszczególnych _{AFD}MB wchodzących w skład JG należących do poszczególnych DUB,
- e) przekazuje OSP specyfikację zasobów URD, których dostawy energii elektrycznej są reprezentowane w poszczególnych _{AFD}MB wraz z informacją o POB_Z tych zasobów,
- f) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z,


- g) rozpatruje reklamacje POB_Z dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
- h) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD, z wykorzystywaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB, do poszczególnych AFD_{MB} poszczególnych JG należących do DUB, i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych AFD_{MB} poszczególnych JG należących do DUB,
- i) uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji DUB dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych AFD_{MB} poszczególnych JG oraz wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
- j) przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania RB oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji,
- k) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie POB_Z lub DUB przez zasoby należące do URD.

A.5.3. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem Rynkiem Detalicznym, ENEA Operator realizuje następujące zadania:

- a) przyporządkowuje do POB_Z określone MB służące do reprezentowania na RB ilości dostarczanej energii elektrycznej na podstawie danych konfiguracyjnych określonych w umowie przesyłowej zawartej z OSP oraz umów dystrybucyjnych albo umów kompleksowych,
- b) przyporządkowuje Sprzedawców, URD_W oraz URD_{ME} do poszczególnych MB przydzielonych POB_Z, na podstawie informacji przekazanej ENEA Operator przez OIRE z CSIRE,
- c) przyporządkowuje URD_O do poszczególnych MDD przydzielonych Sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej, na podstawie informacji przekazanej ENEA Operator przez OIRE z CSIRE,
- d) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych Sprzedawcom realizującym umowy kompleksowe, w tym umowy kompleksowe rezerwowe, na podstawie informacji przekazanej ENEA Operator przez OIRE z CSIRE,
- e) uwzględnia zmianę POB_Z przez Sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}, na podstawie informacji przekazanej ENEA Operator przez OIRE z CSIRE,
- f) przekazuje OSP dane konfiguracyjne niezbędne do monitorowania poprawności konfiguracji RB,
- g) rozpatruje reklamacje POB_Z dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty, zgodnie z zapisami rozdziału H.

A.5.4. ENEA Operator nadaje kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator nieobjętej obszarem RB. Dla podmiotu, którego urządzenia są przyłączone do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej objętej obszarem RB stosowany jest kod identyfikacyjny nadany przez OSP.

A.5.5. ENEA Operator nadaje kody identyfikacyjne Sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży lub umowy kompleksowe w sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, POB_Z

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 142
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

prowadzącym bilansowanie handlowe w obszarze sieci dystrybucyjnej ENEA Operator oraz URD_W i URD_{ME} przyłączonym do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator. Kody te mają następującą postać:

- 1) Sprzedawca lub POB_Z – AAAA_KodOSD_P_XXXX, gdzie:
(oznaczenie literowe podmiotu)_(oznaczenie kodowe OSD)_P_(numer podmiotu);
- 2) URD_W – KodOSD_W_XXXX, gdzie:
(oznaczenie kodowe OSD)_W_(numer podmiotu);
- 3) URD_{ME} – KodOSD_M_XXXX, gdzie:
(oznaczenie kodowe OSD)_M_(numer podmiotu).

ENEA Operator, Sprzedawca oraz POB_Z muszą posiadać Kod EIC wykorzystywany w szczególności w komunikacji z CSIRE.

A.5.6. Oznaczenie kodowe ENEA Operator jest zgodne z nadanym przez OSP czteroliterowym oznaczeniem wynikającym z umowy przesyłowej zawartej pomiędzy ENEA Operator a OSP.

A.5.7. Nadanie kodów identyfikacyjnych, o których mowa w pkt. A.5.5. ppkt. 1) – 3), odbywa się poprzez zawarcie GUD, GUD-k lub umowy dystrybucyjnej pomiędzy danym podmiotem a ENEA Operator.

A.5.8. Kody Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego („MDD”) mają następującą postać: MDD_AAAA_XX_XXXX (16 znaków), gdzie:
(rodzaj obiektu)_(oznaczenie literowe podmiotu)_(kod typu URD w MDD)_(numer obiektu).

A.5.9. PP (typu: PPE, PPW, PPB, PPI) są oznaczane przez kod PP, w formacie zgodnym z międzynarodowym standardem GS1 (GSRN), o następującej postaci:

(590)(J1J2J3J4)(S1S2S3S4S5S6S7S8S9S10)(K)

gdzie:

- 590 – prefiks dla polskiej organizacji GS1,
- J1J2J3J4 – numer ENEA Operator nadawany przez polską organizację GS1,
- S1S2S3S4S5S6S7S8S9S10 – unikalna liczba nadana przez ENEA Operator dla danego PP,
- K – cyfra kontrolna.

W przypadku drukowania kodu PP w postaci kodu kreskowego, będzie on poprzedzony prefiksem 8018, oznaczającym, że kod ten dotyczy PP. Jeden kod PP identyfikuje jeden PP.

A.5.10. Zasady nadawania, zmiany i likwidacji kodów PP:

- 1) kod PP dla PPE nadawany jest przez ENEA Operator nie później niż po zgłoszeniu gotowości przyłącza/instalacji do przyłączenia do sieci ENEA Operator, a przed zawarciem przez URD umowy na podstawie której ma być dostarczana energia elektryczna do PPE;
- 2) kod PP nadawany jest dla każdego PP, w którym następuje:

- a) „pobieranie”, „wprowadzanie” lub „pobieranie i wprowadzanie” produktu energetycznego (energii, usług dystrybucyjnych, mocy, itp.), oraz
 - b) pomiar tej wielkości przez układ pomiarowo-rozliczeniowy lub jej wyznaczanie na potrzeby rozliczeń;
- 3) dla urządzeń lub instalacji wewnętrznej URD, ENEA Operator nie nadaje odrębnego kodu PP typu PPE; dla tych punktów mogą być nadane kody PPI;
 - 4) likwidacja kodu PP może nastąpić w przypadku fizycznej likwidacji przyłącza lub przyłączonego obiektu lub demontażu układu pomiarowo-rozliczeniowego; likwidacja kodu PP oznacza zmianę statusu przyłączenia PP na „zlikwidowany”, a tym samym nie ma możliwości powtórnego nadawania tych samych kodów PP;
 - 5) zmiana typu PP powoduje likwidację dotychczasowego kodu PP oraz nadanie nowego kodu PP;
 - 6) zmiany własnościowe obiektu, zmiana adresu (np. nazwy ulicy), nadanie adresu dla PP (np. nr działki), zmiana parametrów technicznych PP (np. zmiana mocy przyłączeniowej), itp. nie powodują zmiany kodu PP;
 - 7) zmiana rodzaju umowy sieciowej (umowa kompleksowa, umowa o świadczenie usług dystrybucji) nie powodują zmiany kodu PP;
 - 8) dla PP, w którym występuje pobieranie i wprowadzanie, nadaje się jeden kod PP.

A.5.11. Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PP:

- 1) jeżeli w PP występuje układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy oraz układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy, to dla takiego PP nadaje się jeden kod PP, pod warunkiem, że te układy należą do jednego OSD;
- 2) w budynkach wielolokalowych każdy PPE, posiada odrębny kod PP typu PPE;
- 3) w przypadku, gdy pod jednym adresem pocztowym istnieje kilka PPE, to każdy z nich posiada odrębny kod PP typu PPE;
- 4) zmiana charakteru PPE nie powoduje zmiany kodu PP.

A.5.12. PPI może przyjmować następujący charakter:

- 1) magazyn energii elektrycznej będący częścią instalacji odbiorczej lub wytwórczej,
- 2) punkt ładowania będący częścią instalacji odbiorczej,
- 3) źródło wytwarzania będące częścią instalacji odbiorczej,
- 4) zaciski generatora,
- 5) biorący udział w wyznaczeniu energii elektrycznej w miejscu dostarczenia.

A.5.13. PPE może przyjmować następujący charakter:

- 1) odbiorczy,
- 2) wytwórczy,
- 3) odbiorczy z mikroinstalacją,

- 4) odbiorczy z możliwością zwrotu energii do sieci,
- 5) magazyn energii elektrycznej,
- 6) OSDn.

A.5.14. Obiekt pomiarowy umożliwia grupowanie PP o równorzędnych relacjach. Specyfiką Obiektów pomiarowych jest posiadanie wyodrębnionych atrybutów obiektu, które są niezależne od atrybutów charakterystyk PP, a składają się na Obiekt pomiarowy.

Powiązanie ze sobą PP w postaci Obiektów pomiarowych:

- 1) umożliwia realizowanie wybranych procesów rynku energii lub wymiany informacji rynku energii dla całego obiektu,
- 2) nie wpływa na możliwość realizowania procesów rynku energii lub wymiany informacji rynku energii indywidualnie dla każdego z PP objętych Obiektem pomiarowym,
- 3) pozwala na przypisywanie do Obiektu pomiarowego danych niezależnych od atrybutów charakterystyki PP wchodzących w skład tego obiektu.

A.5.15. Tworzenie, zmiana lub likwidacja Obiektów pomiarowych oraz zapytanie o Obiekt pomiarowy odbywa się zgodnie z IRiESP-OIRE.

Tworzenie, zmiana lub likwidacja Obiektów pomiarowych jest dokonywane przez ENEA Operator z własnej inicjatywy lub na wniosek właściwego podmiotu.

Jeden PP może być przypisany do wielu Obiektów pomiarowych.

A.5.16. Wyróżnia się następujące typy Obiektów pomiarowych zarządzanych przez ENEA Operator:

- 1) wspólnota energetyczna (klastry albo spółdzielnie energetyczne),
- 2) wspólnota prosumencka (Prosument zbiorowy oraz Prosument wirtualny),
- 3) obiekt sumujący.

A.5.17. Każdy Obiekt pomiarowy posiada jednoznacznie identyfikujący dany obiekt kod nadawany przez ENEA Operator.

Identyfikator Obiektu pomiarowego posiada następującą strukturę:

(KOD_EIC)(OP)(S1S2S3S4S5S6S7S8)


gdzie:

- 1) kod_EIC – kod EIC ENEA Operator,
- 2) OP – dwa znaki określające typ przedmiotu identyfikacji, dla Obiektów pomiarowych zawsze w postaci OP,
- 3) S1-S8 – unikalne dopełnienie kodu nadane przez ENEA Operator.

A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSDn Z ENEA OPERATOR W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH

A.6.1. Podstawą realizacji współpracy OSDn z ENEA Operator w zakresie przekazywania danych pomiarowych do OSP dla potrzeb:

- a) rozliczeń na RB,

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 145
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- b) usług IRP i usług IZP,
- c) rynku mocy,
- d) rozliczeń usług bilansujących

jest zawarcie stosownej umowy lub umów przez OSDn z ENEA Operator.


A.6.2. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych pomiarowych, o których mowa w pkt. A.6.1., OSDn oraz URDn muszą posiadać układy pomiarowo-rozliczeniowe dostosowane do wymagań określonych odpowiednio w Rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRiESD.

A.6.3. Warunkiem przekazywania przez ENEA Operator danych pomiarowych do OSP jest jednocześnie obowiązywanie następujących umów:

- a) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy ENEA Operator a OSP,
- b) o których mowa w pkt. A.6.1. – odpowiednio do zakresu przekazywania danych pomiarowych,
- c) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy ENEA Operator a OSDn albo pomiędzy ENEA Operator a przedsiębiorstwem energetycznym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator świadczącym usługi dystrybucji energii elektrycznej dla URDn przyłączonym do sieci tego przedsiębiorstwa lub świadczącym usługi dystrybucji dla innego przedsiębiorstwa do sieci którego są przyłączeni URDn (zwanym dalej PEP) – w przypadku, gdy na sieci, której właścicielem jest to przedsiębiorstwo, funkcja operatora została powierzona innemu podmiotowi,
- d) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy ENEA Operator a POBz, którego MB są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym URDn przyłączonych do sieci PEP lub OSDn – dotyczy tylko rozliczeń dla potrzeb RB.

A.6.4. W celu umożliwienia ENEA Operator przekazywania danych pomiarowych do OSP na potrzeby rozliczeń na RB, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z IRiESD,
- b) przekazywania do ENEA Operator danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, na każdą godzinę doby handlowej w PPE URDn typu odbiorca, w podziale na sprzedawców, zagregowane na MB, a także oddzielnie w PPE URDn typu wytwórca oraz URDn typu posiadacz magazynu energii elektrycznej,
- c) przekazywania do ENEA Operator skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty obowiązujących na RB, zgodnie z WDB,
- d) niezwłocznego przekazywania ENEA Operator informacji o wstrzymaniu lub zaprzestaniu świadczenia przez OSDn usług dystrybucji energii elektrycznej dla URDn lub o zaprzestaniu sprzedaży energii elektrycznej do URDn przez Sprzedawcę,

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 146
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- e) niezwłocznego informowania ENEA Operator o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.5. W celu umożliwienia ENEA Operator przekazywania OSP danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń usługi IRP, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z IRIESD,
- b) przekazywania ENEA Operator dla potrzeb rozliczeń usługi IRP danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, dla każdego ORN doby handlowej w PPE URDn,
- c) przekazywania ENEA Operator dla potrzeb rozliczeń usług bilansujących danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących wielkości mocy oraz rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, odpowiednio dla każdej godziny lub dla każdego ORN doby handlowej w PPE URDn,
- d) przekazywania ENEA Operator skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekt obowiązujących dla usługi IRP, zgodnie z IRIESP,
- e) przekazywania ENEA Operator skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekt obowiązujących dla usług bilansujących, zgodnie z WDB,
- f) niezwłocznego informowania ENEA Operator o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.6. W celu umożliwienia ENEA Operator przekazywania danych pomiarowych do OSP na potrzeby rynku mocy, o których mowa w pkt. I.1.12., OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z IRIESD,
- b) przekazywania do ENEA Operator danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, na każdą godzinę doby handlowej w PPE URDn,
- c) przekazywania do ENEA Operator skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty zgodnie z Regulaminem Rynku Mocy („RRM”) opracowanym przez OSP i zatwierdzonym przez Prezesa URE,
- d) niezwłocznego informowania ENEA Operator o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.7. Przekazywanie danych przez ENEA Operator do OSP na potrzeb rozliczeń na RB obejmuje przekazywanie zagregowanych danych pomiarowych URDn, przyłączonych do sieci OSDn nie objętej obszarem RB:

- a) na MB będące w posiadaniu POB_Z wskazanego przez Sprzedawcę wybranego przez URDn typu odbiorca,

b) na MB będące w posiadaniu POB_Z wskazanego bezpośrednio przez URDn typu wytwórca lub URDn typu posiadacz magazynu energii elektrycznej.

OSDn przekazuje ENEA Operator informacje o wyżej wymienionych POB_Z, którzy mają zawartą umowę, o której mowa w pkt. A.6.3. lit. d).

A.6.8. Wyznaczanie przez OSDn danych pomiarowych i ich przekazywanie ENEA Operator oraz udostępnianie OSP przez ENEA Operator tych danych, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESD oraz odpowiednio zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP, WDB lub RRM.

A.6.9. Zawieszenie lub zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na RB przez POB_Z lub zaprzestanie niezależnie od przyczyny bilansowania handlowego Sprzedawcy lub URDn typu wytwórca lub URDn typu posiadacz magazynu energii elektrycznej w obszarze sieci OSDn lub PEP na której operatorem jest wyznaczony OSDn, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez ENEA Operator danych pomiarowych na MB tego POB_Z. Tym samym dane pomiarowe URDn będą uwzględniane w zużyciu energii elektrycznej OSDn lub PEP, chyba że zostanie wskazany inny POB_Z w terminie umożliwiającym zmianę konfiguracji obiektów tego POB_Z (zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESD).

A.6.10. Zaprzestanie przez Sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej do URDn, o ile nie ma Sprzedawcy rezerwowego, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez ENEA Operator danych pomiarowych na MB POB_Z wybranego przez tego Sprzedawcę, a tym samym dane pomiarowe URDn będą powiększać zużycie energii elektrycznej OSDn lub PEP.

A.6.11. Przekazywanie przez OSDn do ENEA Operator danych pomiarowych na potrzeby rynku mocy odbywa się w trybie dobowym na następujących zasadach:

a) w trybie wstępnym dla doby n – do godziny 9:00 doby n+1,

b) w trybie podstawowym za miesiąc m – do 3 dnia kalendarzowego miesiąca m+1,

c) w trybie dodatkowym za miesiąc m – do 2 dnia kalendarzowego miesiąca m+2.


W przypadku zastrzeżeń dostawcy mocy w rozumieniu ustawy o rynku mocy do danych pomiarowych, OSDn rozpatruje zastrzeżenia poprzez ponowną weryfikację danych pomiarowych przekazanych w trybie podstawowym i w razie potrzeby przekazuje do ENEA Operator skorygowane dane pomiarowe do 2 dnia kalendarzowego miesiąca m+3.

A.6.12. Przekazywanie przez OSDn danych pomiarowych ENEA Operator na potrzeby rozliczeń usługi IRP odbywa się na zasadach określonych w pkt. A.10.3.5.

A.6.13. Przekazywanie przez OSDn danych pomiarowych ENEA Operator na potrzeby rozliczeń usług bilansujących odbywa się na zasadach określonych w pkt. A.11.3.

A.7. ZASADY SPRZEDAŻY REZERWOWEJ

A.7.1. W przypadku, gdy do CSIRE nie została przekazana przez Sprzedawcę informacja o zawarciu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej dla danego PPE należącego do URD przyłączonego do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, OIRE niezwłocznie informuje o tym Sprzedawcę rezerwowego.

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 148
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- A.7.2. Sprzedaż rezerwowa dla URD jest uruchamiana z chwilą poinformowania przez OIRE poprzez CSIRE Sprzedawcy rezerwowego o potrzebie uruchomienia sprzedaży rezerwowej oraz przypisania tego sprzedawcy do PPE w CSIRE w ramach umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej.
- A.7.3. ENEA Operator będzie realizował na rzecz URD sprzedaż rezerwową, o której mowa w pkt. A.7.2., po otrzymaniu od OIRE poprzez CSIRE powiadomienia o nowej umowie oraz powiadomienia o potencjalnej potrzebie przekazania danych pomiarowych.
- A.7.4. Sprzedaż rezerwowa, o której mowa w pkt. A.7.2., nie jest uruchamiana, w sytuacji, gdy:
- 1) URD pobiera energię elektryczną z wykorzystaniem przedpłatowej formy rozliczeń, o której mowa w art. 11t ust. 12 ustawy Prawo energetyczne,
 - 2) nastąpiło wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej do URD z przyczyn, o których mowa w art. 6a ust. 3 oraz art. 6b ust. 1 i 2 ustawy Prawo energetyczne,
 - 3) nastąpiło wygaśnięcie lub rozwiązanie umowy dystrybucyjnej, a URD nie zawarł nowej umowy dystrybucyjnej,
 - 4) nastąpiło wygaśnięcie lub rozwiązanie umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej, a ten URD nie zawarł nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej po ich wygaśnięciu, chyba że zmiana Sprzedawcy rezerwowego nastąpiła w wyniku zmiany Sprzedawcy zobowiązanego wyznaczonego zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt. 1) Ustawy OZE w trakcie obowiązywania umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej,
 - 5) na dzień poprzedzający zawarcie umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej, URD objęty już był sprzedażą rezerwową,
 - 6) dla danego PPE, na dzień poprzedzający weryfikację informacji, o których mowa w pkt. A.7.1., nie była realizowana umowa sprzedaży albo umowa kompleksowa.
- A.7.5. Sprzedawca rezerwowy zobowiązuje się powiadomić OIRE o zakończeniu umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej, zgodnie z pkt. D.1.7.
- A.7.6. ENEA Operator przekazuje do CSIRE dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD zgodnie z ustawą Prawo energetyczne i IRiESP-OIRE.
- A.7.7. W przypadku zakończenia obowiązywania umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej i nieotrzymania przez ENEA Operator z CSIRE powiadomienia o nowej umowie sprzedaży albo umowie kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne, ENEA Operator zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.
- A.7.8. W przypadku, gdy umowa sprzedaży rezerwowej albo umowa kompleksowa rezerwowa przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a ENEA Operator nie otrzymał z CSIRE powiadomienia o nowej umowie sprzedaży albo umowie kompleksowej, ENEA Operator zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.
- A.7.9. ENEA Operator zaprzestaje realizacji umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej, z dniem wskazanym przez CSIRE w otrzymanym przez

ENEA Operator powiadomieniu o nowej umowie sprzedaży albo umowie kompleksowej zawartej z wybranym przez URD Sprzedawcą.

- A.7.10. W przypadku uruchomienia sprzedaży rezerwowej dla URD i zmiany przez OIRE okresu rozliczeniowego dla PPE URD na okres 1-miesięczny w ramach umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej, okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych w umowie dystrybucyjnej zmienia się również na okres 1-miesięczny, o ile w umowie dystrybucyjnej był dłuższy okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych.

A.8. (usunięty)

A.9. ZASADY WYMIANY INFORMACJI

- A.9.1. Wymiana informacji rynku energii między ENEA Operator i Sprzedawcami oraz między ENEA Operator i OIRE odbywa się poprzez CSIRE, zgodnie z IRiESP-OIRE.
- A.9.2. Wymiana informacji rynku energii, w tym ich korekta, która dotyczy okresu poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE:
- 1) objętych IRiESP-OIRE, może odbywać się poprzez CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE;
 - 2) nie objętych IRiESP-OIRE, odbywa się z pominięciem CSIRE, na zasadach określonych przez ENEA Operator.
- A.9.3. Wymiana informacji rynku energii między ENEA Operator i Sprzedawcami, o których mowa w pkt. A.9.2. ppkt 2), odbywa się poprzez dedykowany system informatyczny ENEA Operator, zgodnie z dokumentem „Standardy wymiany informacji” („SWI ENEA Operator”), opublikowanym na stronie internetowej ENEA Operator.
- A.9.4. W przypadku wymiany informacji, które nie są objęte pkt. A.9.2. ppkt 2) oraz SWI ENEA Operator, ENEA Operator określa sposób ich wymiany w umowach, o których mowa w pkt. A.4.3.6. oraz w pkt. A.4.3.7.
- A.9.5. Dedykowany system informatyczny ENEA Operator, o którym mowa w pkt. A.9.3., nie służy do wymiany informacji rynku energii objętych IRiESP-OIRE w czasie niedostępności CSIRE.
- A.9.6. O zmianie SWI ENEA Operator, ENEA Operator informuje Sprzedawców posiadających zawarte umowy, o których mowa w pkt. A.4.3.6. oraz w pkt. A.4.3.7., na co najmniej 90 dni kalendarzowych przed ich wejściem w życie oraz publikuje je na swojej stronie internetowej, o ile zmiany te wynikają z potrzeb ENEA Operator.
- W przypadku, gdy zmiany SWI ENEA Operator wynikają ze zmian przepisów prawa, ENEA Operator informuje Sprzedawców posiadających zawarte umowy, o których mowa w pkt. A.4.3.6. oraz w pkt. A.4.3.7., o terminie wejścia w życie zmian SWI ENEA Operator, które wynikają z tych zmian prawnych.
- A.9.7. Zgłoszenia oraz powiadomienia dotyczące procesów rynku energii objętych IRiESP-OIRE, które wpłyną do ENEA Operator po dacie uruchomienia

produkcyjnego CSIRE, będą przez ENEA Operator odrzucane bądź pozostawione bez rozpatrzenia.

A.9.8. ENEA Operator nie ponosi odpowiedzialności za nieprawidłowe funkcjonowanie CSIRE oraz niewłaściwe przetwarzanie informacji i danych przekazanych przez ENEA Operator do OIRE.

A.9.9. Wymiana pomiędzy ENEA Operator a OSP danych strukturalnych i planistycznych odbywa się zgodnie z IRIESP. Do wymiany danych strukturalnych i planistycznych pomiędzy OSP a podmiotami określonymi w TCM i IRIESP oraz ENEA Operator, służy system informatyczny OSP składający się z:

- 1) Portalu Wymiany Danych Strukturalnych – PWDS;
- 2) Portalu Wymiany Danych Planistycznych – PWDP.

A.9.10. W przypadku, gdy wymiana informacji pomiędzy ENEA Operator a Sprzedawcami lub POB_z wymaga przekazania dodatkowych informacji, których wymiana nie jest możliwa za pośrednictwem CSIRE, wówczas wymiana informacji następuje zgodnie z SWI ENEA Operator lub w trybie określonym w umowach, o których mowa w pkt. A.4.3.5., pkt. A.4.3.6. oraz pkt. A.4.3.7.

A.10. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE USŁUGI IRP I USŁUGI IZP

A.10.1. Postanowienia ogólne

A.10.1.1. 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 ENEA Operator.

A.10.1.2. 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,

usługa IZP może również obejmować redukcję wprowadzania mocy do sieci.

A.10.1.3. 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 sieci dystrybucyjnej określa IRIESP.

A.10.1.4. 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.10.2. Certyfikacja ORed

A.10.2.1. Postanowienia ogólne

A.10.2.1.1. Certyfikowaniu nie podlegają ORed odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

A.10.2.1.2. 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 posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwiają ich pozyskanie poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do systemu pomiarowego ENEA Operator oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE – dotyczy ORed przyłączonych do sieci ENEA Operator,
 - c) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwiają ich przekazywanie ENEA Operator w trybie dobowym poprzez system wskazany przez ENEA Operator oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE – dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn.

A.10.2.1.3. 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.10.2.1.4. Proces certyfikacji przeprowadza i Certyfikat dla ORed wydaje:

- 1) ENEA Operator – jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator,
 ENEA Operator wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu.
- 2) ENEA Operator we współpracy z OSDn – jeśli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator i OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną ENEA Operator,

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

- 3) OSDn we współpracy z ENEA Operator – jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci dystrybucyjnej OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną ENEA Operator.

Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed zgodnie z pkt A.10.2.4., wystawia OSDn i przekazuje do upoważnionego przez OSDn ENEA Operator, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze IRP i usłudze IZP („system IP DSR”) oraz nadania numeru Certyfikatu dla ORed i identyfikatora ORed. W tym przypadku OSDn przekazuje ENEA Operator również oświadczenia Odbiorcy w ORed złożone w procesie certyfikacji i zarządzania ORed oraz pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla ENEA Operator do rejestracji lub wygaszenia w systemie IP DSR Certyfikatu dla ORed wystawionego przez OSDn i zmiany statusu tego ORed w systemie IP DSR.

OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełniania przez ORed kryteriów określonych w pkt. A.10.2.1.2.


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

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

A.10.2.1.5. 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 ustawy Prawo energetyczne,
- 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.10.2.1.6. W przypadku, o którym mowa w pkt. A.10.2.1.5. ppkt 1), proces certyfikacji przeprowadzany jest:

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 153
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- a) w trybie podstawowym, w oparciu o będące w posiadaniu tego operatora zasoby danych i informacje dotyczące odbiorców przyłączonych do jego sieci, lub
- b) w trybie dodatkowym, na wniosek Odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego.

A.10.2.1.7. W przypadku, o którym mowa w pkt. A.10.2.1.5. ppkt 2), proces certyfikacji przeprowadzany jest wyłącznie w trybie dodatkowym (na wniosek Odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego).

A.10.2.2. Certyfikacja w trybie podstawowym

A.10.2.2.1. Certyfikacja w trybie podstawowym, o której mowa w pkt. A.10.2.1.6. ppkt 1), dokonywana jest na poniższych zasadach.

A.10.2.2.2. ENEA Operator 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.10.2.1.5. 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.10.2.1.5. ppkt 1), lub
- 3) odpowiednio ENEA Operator albo OSDn pozyska informację wskazującą, że przyczyna nie wydania Certyfikatu dla ORed została usunięta (w takim przypadku właściwy operator systemu ponawia proces certyfikacji w trybie podstawowym).

Postanowienia pkt. 1) – 3) określają przypadki certyfikacji pojedynczych ORed, dla których nie został wydany Certyfikat dla ORed.

A.10.2.2.3. Certyfikacja obejmuje weryfikację kryteriów określonych w pkt. A.10.2.1.2.

A.10.2.2.4. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. A.10.2.2.3., jest pozytywny, to odpowiednio ENEA Operator albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed. W przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio ENEA Operator albo OSDn informuje Odbiorcę w ORed o przyczynie nie wydania tego certyfikatu.

A.10.2.2.5. Jeżeli przyczyną nie wydania Certyfikatu dla ORed jest negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt. A.10.2.1.2. pkt 2), nie powoduje to obowiązku dostosowania odpowiednio przez ENEA Operator albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.10.2.2.6. 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.10.2.1.5. ppkt 1).

A.10.2.3. Certyfikacja w trybie dodatkowym

- A.10.2.3.1. Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt. A.10.2.1.6. ppkt 2) i pkt. A.10.2.1.7., dokonywana jest na poniższych zasadach.
- A.10.2.3.2. Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:
- 1) ENEA Operator – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej ENEA Operator,
 - 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.10.2.3.3. 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 OSD, zgodnie z kodyfikacją danego OSD, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt. A.10.2.1.2.,
 - 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 ENEA Operator do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator),
 - b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do ENEA Operator i ENEA Operator 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, ENEA Operator 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 ENEA Operator lub upoważniony przez niego podmiot, składa do ENEA Operator 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 ENEA Operator adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej ENEA Operator.

Na każde żądanie ENEA Operator, Odbiorca w ORed dostarczy ENEA Operator w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopii wniosku poświadczonej przez upoważnionego przedstawiciela Odbiorcy w ORed.

A.10.2.3.4. 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.10.2.1.2.

A.10.2.3.5. Negatywny wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. A.10.2.3.4., skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. W tym przypadku odpowiednio ENEA Operator albo OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

A.10.2.3.6. Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt. A.10.2.1.2. ppkt 2) nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez ENEA Operator

albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.10.2.3.7. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. A.10.2.3.4., jest pozytywny, to odpowiednio ENEA Operator albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed.

A.10.2.3.8. 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.10.2.3.4., i przekazuje Certyfikat dla ORed zgodnie z pkt. A.10.2.1.4. ppkt 3) do upoważnionego ENEA Operator. OSDn przekazuje Certyfikat dla ORed do ENEA Operator 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.10.2.1.4. ppkt 3). Certyfikat dla ORed przekazywany jest na wskazany przez ENEA Operator adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej ENEA Operator.

Na każde żądanie ENEA Operator, OSDn dostarczy do ENEA Operator w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały Certyfikatu dla ORed i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.10.2.1.4. ppkt 3), albo kopii tych dokumentów poświadczonych przez upoważnionego przedstawiciela OSDn.

OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed kryteriów określonych w pkt. A.10.2.1.4.

A.10.2.3.9. Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia złożenia kompletnego wniosku do odpowiednio ENEA Operator albo OSDn.

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

A.10.2.4. Certyfikat dla ORed

A.10.2.4.1. Certyfikat dla ORed zawiera:

- 1) numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt A.10.2.1.4. ppkt 3) zdanie drugie,
- 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, zastrzeżeniem pkt. A.10.2.4.5. zdanie trzecie,
- 4) wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE ENEA Operator (kody PPE nadaje OSD właściwy dla miejsca przyłączenia ORed), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie jakiego odpowiednio ENEA Operator 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.10.2.4.4. ppkt 3) lit. a),
- 8) informację, czy Odbiorca w ORed jest OSDn.

A.10.2.4.2. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. A.10.2.2.3. i w pkt. A.10.2.3.4., ENEA Operator albo ENEA Operator upoważniony przez OSDn, rejestruje Certyfikat dla ORed w systemie IP DSR, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed. Następnie operator systemu wydający Certyfikat dla ORed informuje, odpowiednio Odbiorcę w ORed lub podmiot przez niego upoważniony, o wydaniu Certyfikatu dla ORed. Informacja w tym zakresie jest przekazywana automatycznie za pośrednictwem systemu IP DSR.

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

A.10.2.4.3. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie dodatkowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed aktywny”.

A.10.2.4.4. 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 ENEA Operator dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, następujących zgód i oświadczeń Odbiorcy w ORed:

- 1) zgód na przekazywanie danych pomiarowych przez:
 - a) ENEA Operator do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator),
 - b) OSDn do ENEA Operator i ENEA Operator 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 ENEA Operator 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 ENEA Operator o fakcie posiadania zgód i oświadczeń danego ORed.

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

A.10.2.4.5. Zgody, o których mowa w pkt. A.10.2.4.4. 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.10.2.4.4., ORed w systemie IP DSR otrzymuje status „ORed nieaktywny”.

Brak zgody, o której mowa w pkt. A.10.2.4.4. 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 ENEA Operator dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, oświadczeń, o których mowa w pkt. A.10.2.4.4.

A.10.2.4.6. 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.10.2.4.7. Odpowiednio ENEA Operator albo ENEA Operator upoważniony przez OSDn, niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

- 1) pozyskania informacji wskazujących, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt. A.10.2.1.2.; OSDn przekazuje informację w tym zakresie do ENEA Operator, 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 ENEA Operator 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 ENEA Operator 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 ENEA Operator do OSP.

- A.10.2.4.8. W przypadku zmiany danych zawartych w wydanym Certyfikacie dla ORed (dla ORed ze statusem „ORed aktywny”), w tym w szczególności zakresu PPE (dodanie lub usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, Odbiorca w ORed składa wniosek do operatora systemu, który wydał Certyfikat dla ORed, o aktualizację tego certyfikatu. Jeśli zmiana nie narusza kryteriów określonych w pkt. A.10.2.1.2., odpowiednio ENEA Operator albo ENEA Operator upoważniony przez OSDn aktualizuje Certyfikat dla ORed zarejestrowany w systemie IP DSR.

Operator systemu, który wydał Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu odnośnie odbiorców przyłączonych do jego sieci, ma prawo dokonania aktualizacji Certyfikatu dla ORed. W przypadku aktualizacji dokonanej przez OSDn, operator ten przekazuje zaktualizowany Certyfikat dla ORed do ENEA Operator 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.10.2.4.9. 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.10.2.4.4. i w pkt. A.10.2.4.6., określa OSP i publikuje na stronie internetowej OSP.

- A.10.2.4.10. ENEA Operator 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.10.2.4.4. i w pkt. A.10.2.4.6.

A.10.3. Zasady udostępniania danych pomiarowych dla ORed

- A.10.3.1. 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.10.3.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP lub usługi IZP.

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 160
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

A.10.3.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez ENEA Operator 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.

ENEA Operator 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, ENEA Operator przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach określonych w pkt. A.10.3.8. i w pkt. A.10.3.9.

ENEA Operator 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.10.3.5.

A.10.3.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, ENEA Operator przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt. A.10.3.2., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią dystrybucyjną ENEA Operator.

A.10.3.5. OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną ENEA Operator, zobowiązany jest do przekazywania ENEA Operator 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.10.3.3., w terminie 2 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od ENEA Operator,
- 2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby d), o którym mowa w pkt. A.10.3.7., w terminie do doby d+2,
- 3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca m), o którym mowa w pkt. A.10.3.8, w terminie od 1 do 2 dnia kalendarzowego miesiąca m+1,
- 4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt. A.10.3.9., za miesiąc m, w terminie od 1 do 2 dnia kalendarzowego odpowiednio miesiąca m+2 lub m+4.

OSDn przekazuje ENEA Operator dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, w formie elektronicznej poprzez wskazany przez ENEA Operator 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 ENEA Operator 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.4.3.8.

- A.10.3.6. ENEA Operator 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.10.3.7. Dane pomiarowe, o których mowa w pkt. A.10.3.6., dla doby d są przekazywane przez ENEA Operator do OSP w trybie wstępnym od doby $d+1$ do doby $d+4$.
- A.10.3.8. Do 5 dnia kalendarzowego po zakończeniu miesiąca m , ENEA Operator dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci ENEA Operator 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 ENEA Operator zgodnie z pkt. A.10.3.5. Dane pomiarowe są przekazywane przez ENEA Operator 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 $m+1$ poprzez wysłanie zapytania do ENEA Operator o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, ENEA Operator przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez ENEA Operator w trybie podstawowym $m+1$, do rozliczeń przyjmuje się dane, o których mowa w pkt. A.10.3.7.
- W trybie podstawowym $m+1$ wszystkie dane pomiarowe przekazywane przez ENEA Operator do OSP, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.
- A.10.3.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez ENEA Operator do OSP danych pomiarowych.
- Okresem korygowania jest miesiąc $m+2$ i $m+4$ (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc m od 1 do 5 dnia kalendarzowego miesiąca $m+2$ i $m+4$.
- W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych pomiarowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia kalendarzowego miesiąca $m+2$ i $m+4$ poprzez wysłanie do ENEA Operator zapytania o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie ENEA Operator przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego.
- A.10.3.10. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę IRP lub usługę IZP wyłącznie przez OSP.

A.11. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE USŁUG BILANSUJĄCYCH

A.11.1. Wymagania ogólne

- A.11.1.2. Świadczenie przez DUB usług bilansujących na rzecz OSP, z wykorzystaniem zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator lub zasobów

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 162
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn odbywa się zgodnie z WDB oraz IRiESD.

Warunkiem świadczenia tych usług jest zawarcie przez DUB z ENEA Operator umowy, o której mowa w pkt. A.4.3.14.

A.11.1.3. DUB może świadczyć usługi bilansujące po utworzeniu JG oraz po ukończeniu procesu kwalifikacji wstępnej zgodnie z WDB. Proces kwalifikacji wstępnej prowadzi OSP na wniosek URD będącego właścicielem zasobu albo podmiotu umocowanego przez właściciela zasobu do korzystania i rozporządzania zasobem w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących z wykorzystaniem tego zasobu.

A.11.1.4. Dla potrzeb świadczenia usług bilansujących przyporządkowanie do JG zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn jest realizowane:

- 1) w przypadku zasobu przyłączonego do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB – poprzez przyporządkowanie $FZMB$ reprezentujących dostawy energii elektrycznej tego zasobu, do określonej JG, bez zmiany przyporządkowania tego zasobu do określonej JB na potrzeby bilansowania handlowego na RB,
- 2) w pozostałych przypadkach – poprzez wprowadzenie odpowiednich typów $AFDMB$, o których mowa w pkt. A.3.4., reprezentujących dostawy energii elektrycznej tego zasobu oraz ich przyporządkowanie do określonej JG, bez zmiany przyporządkowania tego zasobu do określonej JB na potrzeby bilansowania handlowego na RB

przy czym każde PPE lub zbiór PPE definiujący pojedynczy zasób może być przyporządkowany tylko do jednej JG.

A.11.1.5. ENEA Operator:


- 1) określa, na wniosek właściciela zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, przyporządkowanie tego zasobu do węzła sieci o napięciu znamionowym 110 kV albo węzła łączącego sieć SN z siecią o napięciu znamionowym 110 kV, w podziale na szyny po stronie SN, na potrzeby świadczenia usług bilansujących,
- 2) współpracuje z OSP w procesie kwalifikacji wstępnej prowadzonym dla zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator,
- 3) zapewnia właściwe przyporządkowanie do JB i JG zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, w szczególności w zakresie danych pomiarowych.

A.11.2. Zasady kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących

A.11.2.1. Proces kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących prowadzony jest przez OSP w trybie określonym w WDB.

ENEA Operator uczestniczy w procesie kwalifikacji w zakresie zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn.

Dokumenty i informacje przekazywane pomiędzy podmiotami uczestniczącymi w procesie kwalifikacji, w tym pomiędzy ENEA Operator a OSDn, powinny być

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 163
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

przekazywane w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym.

A.11.2.2. OSP po otrzymaniu wniosku dotyczącego przystąpienia do kwalifikacji usług bilansujących w terminach określonych w WDB, dokonuje weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów w zakresie wynikającym z Załącznika nr 2 do WDB.

A.11.2.3. W przypadku zasobu lub grupy zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator lub do sieci dystrybucyjnej OSDn połączonej z siecią dystrybucyjną ENEA Operator, OSP w ramach weryfikacji, o której mowa w pkt. A.11.2.2., przesyła wniosek dotyczący przystąpienia do kwalifikacji usług bilansujących do ENEA Operator, w celu weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez dany zasób lub grupę zasobów.

A.11.2.4. ENEA Operator, we współpracy z OSDn, w terminie 4 tygodni od otrzymania od OSP wniosku, o którym mowa w pkt. A.11.2.3., dokonuje weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów w zakresie:


- 1) wielkości mocy wskazanych usług bilansujących, z prawem do ograniczenia wielkości mocy tych usług lub wyłączenia możliwości ich świadczenia przez zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej ze względów technicznych, uwzględniając położenie geograficzne zasobów,
- 2) wskazanych koncesji lub wpisów do rejestru, jeżeli działalność gospodarcza dotycząca zasobu wskazanego we wniosku wymaga, zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, koncesji albo wpisu do rejestru,
- 3) zapewnienia zgodności układów pomiarowo-rozliczeniowych z wymaganiami technicznymi określonymi w IRIESD, w szczególności z uwzględnieniem, że układ ten:
 - a) jest wyposażony w LZO, rejestrujący dane pomiarowe w okresach zgodnych z OREB,
 - b) umożliwia pozyskanie danych pomiarowych w trybie dobowym do systemu zdalnego odczytu OSD, do którego sieci zasób jest przyłączony,
- 4) weryfikacji zgodności wskazanego we wniosku kodu zasobu z kodem nadanym w procesie zgłaszania danych rejestracyjnych zasobu w bazie danych OSP; w przypadku gdy nie dokonano zgłoszenia zasobu do bazy danych OSP, OSD, do którego sieci zasób jest przyłączony, ma obowiązek rozpocząć proces rejestracji tego zasobu,
- 5) weryfikacji proponowanego składu JG w odniesieniu do miejsca przyłączenia poszczególnych zasobów mających tworzyć JG w zakresie spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci.

OSDn dokonuje weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów w zakresie wskazanym powyżej, w odniesieniu do zasobu lub grupy zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn.

ENEA Operator może wystąpić z wnioskiem do OSP o wydłużenie czasu weryfikacji wniosku, o którym mowa w pkt. A.11.2.3.

A.11.2.5. ENEA Operator przekazuje do OSP oraz OSDn wynik weryfikacji.

W wyniku weryfikacji ENEA Operator wskazuje, uwzględniając postanowienia art. 182 ust. 4 SO GL, wielkości mocy, które mogą być kwalifikowane do

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 164
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

świadczenia usług bilansujących ze względu na bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej, oraz wskazuje kody węzłów odwzorowania zasobu lub grupy zasobów w poszczególnych węzłach sieci dystrybucyjnej. Wielkości mocy przekazane przez ENEA Operator, o których mowa w zdaniu poprzednim, mogą być niższe od wnioskowanych wielkości mocy kwalifikowanych lub możliwość świadczenia danej usługi bilansującej może zostać wyłączona. W takich przypadkach ENEA Operator przekazuje analizę uzasadniającą wynik weryfikacji.

- A.11.2.6. Po zakończeniu przez OSP weryfikacji wniosku, o którym mowa w pkt. A.11.2.3., OSP przesyła ENEA Operator dokumenty, o których mowa w Załączniku nr 2 do WDB.
- A.11.2.7. OSP realizuje proces kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących zgodnie z WDB. W ramach realizacji tego procesu OSP przesyła ENEA Operator dokumenty, o których mowa w Załączniku nr 2 do WDB.
- A.11.3. Zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb usług bilansujących**
- A.11.3.1. Przekazywanie OSP danych pomiarowych dla zasobów URD lub grupy zasobów URD realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.
- A.11.3.2. ENEA Operator przekazuje OSP dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z OREB poprzez system WIRE, na zasadach i w terminach określonych w WDB oraz w umowie przesyłowej. Dane te są przekazywane w odniesieniu do zasobów URD uczestniczących w świadczeniu usług bilansujących.
- A.11.3.3. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez ENEA Operator do OSP danych pomiarowych zgodnie z WDB.
- A.11.3.4. Dane pomiarowe dotyczące zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn są udostępniane DUB wyłącznie przez OSP.
- A.11.3.5. OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną ENEA Operator, zobowiązany jest do przekazywania ENEA Operator danych pomiarowych dotyczących zasobów przyłączonych do jego sieci tworzących JG, w zakresie i w terminach określonych w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.8.
- OSDn przekazuje ENEA Operator dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z OREB, na wskazany przez ENEA Operator dedykowany serwer. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 – dana poprawna, 1 – dana niepoprawna), z dokładnością do 0,001 MWh.
- 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.4.3.8.

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCYJNYCH Z URD

B.1. Umowa dystrybucyjna zawierana jest na wniosek URD_O, URD_W oraz URD_{ME} lub podmiotu przyłączanego do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator. Umowa dystrybucyjna może być zawierana wyłącznie z URD_O nie będącymi URD w gospodarstwie domowym.

Wzory wniosków opracowuje ENEA Operator i publikuje na stronie internetowej ENEA Operator.

B.2. ENEA Operator w terminie:

- 1) do 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URD_O zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej,
- 2) do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URD_O innych niż w ppkt. 1)

wysyła:

- a) parafowaną umowę dystrybucyjną w formie papierowej, na adres wskazany przez URD_O we wniosku o zawarcie umowy dystrybucyjnej, albo
- b) umowę dystrybucyjną w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany przez URD_O we wniosku o zawarcie umowy dystrybucyjnej.

W przypadku złożenia wniosku o zawarcie umowy dystrybucyjnej przez URD_O w gospodarstwie domowym, w tym przez Prosumenta, Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego będącego URD_O w gospodarstwie domowym, ENEA Operator w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia tego wniosku wysyła informację o negatywnej weryfikacji ww. wniosku na adres wskazany w tym wniosku.

Podpisana jednostronnie przez URD_O umowa dystrybucyjna, w treści wysłanej przez ENEA Operator i uzgodnionej przez ENEA Operator i URD_O, powinna być dostarczona do ENEA Operator przed zgłoszeniem przez Sprzedawcę umowy sprzedaży do CSIRE.


W przypadku, gdy Prosument, Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny nie będący URD w gospodarstwie domowym zawrze umowę sprzedaży ze Sprzedawcą, o którym mowa w art. 40 ust. 1a Ustawy OZE, ENEA Operator zawrze z tym prosumentem umowę dystrybucyjną lub dokona zmiany zawartej umowy dystrybucyjnej w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia przez ww. prosumenta wniosku o zawarcie lub zmianę umowy dystrybucyjnej.

B.3. ENEA Operator powiadamia CSIRE o zawarciu umowy dystrybucyjnej, która będzie realizowana od dnia wskazanego w tym powiadomieniu.

Świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej przez ENEA Operator będzie realizowane wraz z:

- 1) umową sprzedaży; albo
- 2) umową sprzedaży rezerwowej;


pod warunkiem otrzymania przez ENEA Operator z CSIRE odpowiedniego komunikatu, zgodnie z IRIESP-OIRE.

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 166
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- B.4. Zasady świadczenia usług dystrybucji przez ENEA Operator dla URD_o posiadających zawarte umowy kompleksowe, określa się w umowie zawieranej pomiędzy ENEA Operator a Sprzedawcą oraz w IRiESD.
- B.5. W przypadku przypisania w CSIRE do PPE umowy kompleksowej z URD_o przez wybranego Sprzedawcę, z dniem przypisania umowy kompleksowej następuje wykreślenie przypisania w CSIRE do tego PPE umowy dystrybucyjnej i z tym dniem następuje rozwiązanie umowy dystrybucyjnej.
- B.6. Zasady zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej oraz umów kompleksowych, w tym terminy rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej określa IRiESP-OIRE.
- B.7. Dla URD_o posiadającego umowę kompleksową i nie będącego URD w gospodarstwie domowym, który chce zawrzeć umowę dystrybucyjną, dopuszcza się zawarcie umowy dystrybucyjnej poprzez złożenie przez upoważnionego Sprzedawcę, działającego w imieniu i na rzecz URD_o, wraz z powiadomieniem CSIRE o zawarciu umowy sprzedaży, o którym mowa w pkt. D.2.4., oświadczenia o posiadaniu oświadczenia woli tego URD_o (według wzoru zamieszczonego na stronie internetowej ENEA Operator) obejmującego zgodę URD_o na zawarcie umowy dystrybucyjnej z ENEA Operator, na warunkach wynikających z:
- a) wzoru umowy dystrybucyjnej zamieszczonego na stronie internetowej ENEA Operator i stanowiącego integralną część wzoru oświadczenia,
 - b) Taryfy oraz IRiESD zamieszczonych na stronie internetowej ENEA Operator,
 - c) dotychczasowej umowy kompleksowej w zakresie warunków technicznych świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, o ile postanowienia umowy kompleksowej w tym zakresie nie są sprzeczne z Taryfą oraz wzorem umowy, o którym mowa w lit. a).

W przypadku, o którym mowa w zdaniu pierwszym, Sprzedawca, który nie dysponuje oświadczeniem, o którym mowa powyżej, nie może dokonać powiadomienia CSIRE o zawarciu umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2.4. Pod warunkiem złożenia przez Sprzedawcę oświadczenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym, zawarcie umowy dystrybucyjnej pomiędzy URD_o a ENEA Operator następuje, bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń, z dniem przypisania w CSIRE do PPE umowy sprzedaży zgłoszonej zgodnie z pkt. D.2. W terminie 14 dni kalendarzowych od dnia jej zawarcia, ENEA Operator wysyła do URD_o potwierdzenie treści zawartej umowy dystrybucyjnej. W przypadku, gdy oświadczenie, o którym mowa powyżej, dotyczy URD_o będącego konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 7aa ustawy o prawach konsumenta tj. zawierającą umowę dystrybucyjną bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, wówczas złożenie przez Sprzedawcę tego oświadczenia jest równoznaczne z dysponowaniem przez Sprzedawcę oświadczeniem URD_o będącego konsumentem lub ww. osobą fizyczną, że ten URD_o żąda rozpoczęcia świadczenia przez ENEA Operator usług dystrybucji przed upływem terminu 14 dni kalendarzowych na odstąpienie od umowy dystrybucyjnej zawartej na odległość albo poza lokalem ENEA Operator, liczonego od dnia jej zawarcia.

Oświadczenie złożone przez URD_o zgodnie ze wzorem, o którym mowa powyżej, może być także złożone za pomocą środków bezpośredniego porozumiewania się

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 167
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

na odległość. Na każde uzasadnione żądanie ENEA Operator, Sprzedawca jest zobowiązany do przekazania ENEA Operator oświadczenia URD_O albo kopii tego oświadczenia notarialnie poświadczonej za zgodność z oryginałem albo kopii tego oświadczenia poświadczonej za zgodność z oryginałem przez pełnomocnika Sprzedawcy, nie później niż w terminie do 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, w formie w jakiej to oświadczenie zostało złożone Sprzedawcy. Przedłożenie może nastąpić za pośrednictwem operatora pocztowego, przesyłką kurierską lub w inny sposób ustalony między ENEA Operator a Sprzedawcą.

ENEA Operator informuje Sprzedawców posiadających zawarte GUD o zmianie wzoru oświadczenia wraz z odnośnikiem do miejsca jego opublikowania na stronie internetowej ENEA Operator, z co najmniej 10-dniowym wyprzedzeniem przed datą początku obowiązywania zmienionego wzoru oświadczenia. Informacja taka jest przekazywana na adres poczty elektronicznej Sprzedawcy wskazany w GUD. Zmiana wzoru oświadczenia przez ENEA Operator nie wymaga zmiany uzyskanych wcześniej oświadczeń, które pozostają nadal w mocy. Powyższe nie dotyczy przypadków wynikających ze zmian obowiązującego prawa.

W razie rozbieżności pomiędzy treścią wzoru oświadczenia opublikowanego na stronie internetowej ENEA Operator a treścią oświadczenia przekazanego Sprzedawcy, Sprzedawca pozyskuje od URD oświadczenie o treści zgodnej ze wzorem przekazanym Sprzedawcy przez ENEA Operator.

B.8. W przypadku przypisania przez ENEA Operator w CSIRE do PPE umowy dystrybucyjnej zawartej z URD_O, z dniem jej przypisania następuje wykreślenie przypisania w CSIRE do tego PPE dotychczasowej umowy kompleksowej i z tym dniem ENEA Operator przestaje realizować umowę kompleksową.

B.9. Świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej dla URD_W oraz URD_{ME} w zakresie energii elektrycznej pobranej z sieci ENEA Operator oraz wprowadzonej do tej sieci, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy dystrybucyjnej zawartej z ENEA Operator.

Umowa dystrybucyjna z URD_W lub z URD_{ME} jest zawierana na wniosek, o którym mowa w pkt. B.1.

B.10. Świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator oraz wprowadzonej do tej sieci dla URD_O wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacji odbywa się na podstawie umowy dystrybucyjnej, z wyłączeniem:

- 1) Prosumentów posiadających umowy kompleksowe korzystających z mechanizmu określonego w art. 4 ust. 1 albo ust. 1a Ustawy OZE,
- 2) URD_O w gospodarstwie domowym wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacji, dla których świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator oraz wprowadzonej do tej sieci, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy kompleksowej, zgodnie z pkt. A.3.15.

W przypadku, gdy URD_O posiadający mikroinstalację nie poinformuje ENEA Operator, w sposób określony w pkt. II.1.2. (wniosek dla mikroinstalacji) albo w pkt. II.1.19. (zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji), o zamiarze sprzedaży Sprzedawcy wybranemu lub Sprzedawcy zobowiązanemu energii elektrycznej

wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, wówczas taki URD_o jest traktowany jako podmiot korzystający z mechanizmu określonego w art. 4 ust. 1 albo ust. 1a Ustawy OZE.

- B.11. Świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej odbywa się na podstawie tylko jednej umowy, tj. umowy dystrybucyjnej albo umowy kompleksowej.
- B.12. ENEA Operator zamieszcza na swojej stronie internetowej wykaz informacji, które zgodnie z art. 12 ust. 1 ustawy o prawach konsumenta winny być przekazane konsumentowi zamierzającemu zawrzeć umowę dystrybucyjną z ENEA Operator.
- B.13. Zakończenie na wniosek URD świadczenia usługi dystrybucji na podstawie umowy dystrybucyjnej następuje w dacie odłączenia zasilania w danym PPE, tj. stworzenia fizycznej przerwy w torze prądowym (np. demontaż układu pomiarowo-rozliczeniowego, demontaż przyłącza bądź jego fragmentu, wyjęcie wkładki bezpiecznikowej, odłączenie stycznika w LZO, itp.).

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

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


C.1.1. ENEA Operator na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania OP w rozumieniu WDB, w zakresie FRP i \neq MB przypisanych do MB, które składają się na JB_{OS} będącą w posiadaniu ENEA Operator jako POB_{OSD} . ENEA Operator może zlecić realizację funkcji OP, w całości bądź w części, innemu podmiotowi.

C.1.2. Administrowanie przez ENEA Operator danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości energii dla potrzeb rozliczeń m. in. na RB, Rynku Detalicznym, rynku mocy, usług dystrybucyjnych oraz innych potrzeb i obejmuje następujące zadania:

- 1) eksploatacja i rozwój systemu pomiarowego służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi;
- 2) akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej ENEA Operator;
- 3) wyznaczanie ilości energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych miejscach dostarczania energii elektrycznej;
- 4) przekazywanie CSIRE danych pomiarowych, w tym skorygowanych danych pomiarowych, na potrzeby realizacji procesów rynku energii określonych w IRiESP-OIRE;
- 5) agregacja i udostępnianie OSP, POB_z i Sprzedawcom zagregowanych ilości energii elektrycznej przypisanych do poszczególnych MB i MDD wyznaczanych na potrzeby realizacji rozliczeń na RB oraz udostępnianie Sprzedawcom i POB_z danych profilowych wykorzystanych do wyznaczenia zagregowanych danych w MDD i w MB;
- 6) przekazywanie OSP, poprzez WIRE, danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń na RB, w formie i trybach określonych w WDB;
- 7) udostępnianie sąsiadującym OSDp danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń na RB;
- 8) rozpatrywanie reklamacji zgłaszanych przez uprawnione podmioty, dotyczących nieudostępnionych danych pomiarowych lub przyporządkowanej tym podmiotom ilości energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.

C.1.3. ENEA Operator pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości energii elektrycznej poprzez system pomiarowy. ENEA Operator pozyskuje te dane w postaci:

- a) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator lub wprowadzonej do tej sieci przez URD, wyznaczone na podstawie profilu energii elektrycznej pochodzącego z licznika zdalnego odczytu;

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 170
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

b) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników.

ENEA Operator pozyskuje dane pomiarowe, o których mowa:

- 1) w ppkt. 1) – nie rzadziej niż 1 raz na dobę,
- 2) w ppkt. 2) – w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy ENEA Operator a URD albo umów kompleksowych zawartych pomiędzy Sprzedawcą a URD; okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez ENEA Operator harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i jest określany w umowach dystrybucyjnych albo w umowach kompleksowych.

Przekazane przez ENEA Operator dane pomiarowe do CSIRE na godzinę 00:00:00 traktuje się jako kończące okres pomiarowy dla doby poprzedniej i rozpoczynające okres pomiarowy dla doby kolejnej. Dane pomiarowe przekazane do CSIRE na inną godzinę doby traktuje się w rozliczeniach tak, jakby były one zarejestrowane przez układ pomiarowo-rozliczeniowy na koniec tej doby.

- C.1.4. ENEA Operator wyznacza rzeczywiste godzinowe ilości energii elektrycznej, o których mowa w pkt. C.1.2. ppkt. 3) i ppkt. 5), w podziale na energię elektryczną pobraną z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator lub wprowadzoną do tej sieci.
- C.1.5. ENEA Operator wyznacza ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator lub wprowadzonej do tej sieci na podstawie:
- 1) danych pomiarowych pozyskanych z punktów pomiarowych; lub
 - 2) zastępczych danych pomiarowych wyznaczonych na podstawie rzeczywistych ilości energii elektrycznej oraz w oparciu o zasady określone w IRiESD – w przypadku awarii układu pomiarowo-rozliczeniowego lub systemu zdalnego odczytu lub braku układu transmisji danych; lub
 - 3) zastępczych danych pomiarowych (do czasu pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych) – w przypadku nowo przyłączanych URD; lub
 - 4) standardowych profili zużycia, o których mowa w rozdziale G, ilości energii elektrycznej wyznaczonej w sposób określony w ppkt. 1), 2) lub 3) oraz algorytmów agregacji – dla tych PPE, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.
- C.1.6. Do określenia ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator lub wprowadzonej do tej sieci, wykorzystuje się w pierwszej kolejności układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy. W przypadku awarii lub wadliwego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego lub braku możliwości pozyskania przez ENEA Operator danych pomiarowych, ENEA Operator wyznacza dane pomiarowe zgodnie z pkt. C.1.7.
- C.1.7. ENEA Operator wyznacza zastępcze dane pomiarowe:
- 1) dla punktu pomiarowego, w którym jest zainstalowany licznik zdalnego odczytu, z uwzględnieniem:
 - a) rzeczywistych danych pomiarowych pochodzących z innych układów pomiarowo-rozliczeniowych lub elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego z tego samego okresu, lub

- b) rzeczywistych danych pomiarowych pochodzących z tego samego układu pomiarowo-rozliczeniowego, z okresu poprzedzającego okres braku rzeczywistych danych pomiarowych lub następującego po tym okresie, z uwzględnieniem charakterystyki zmienności przepływu energii elektrycznej oraz innych udokumentowanych okoliczności mających wpływ na przepływ energii elektrycznej w okresie braku rzeczywistych danych pomiarowych;
- 2) dla punktu pomiarowego, w którym jest zainstalowany licznik konwencjonalny, z uwzględnieniem średniodobowego przepływu energii elektrycznej w ostatnim okresie rozliczeniowym za świadczone usługi dystrybucji, z uwzględnieniem sezonowości poboru energii elektrycznej i standardowych profili przepływu energii elektrycznej. Jeżeli nie można ustalić średniodobowego przepływu energii elektrycznej na podstawie poprzedniego okresu rozliczeniowego, podstawą wyliczenia ilości energii elektrycznej jest wskazanie układu pomiarowo-rozliczeniowego z następnego okresu rozliczeniowego, z uwzględnieniem sezonowości przepływu energii elektrycznej oraz innych udokumentowanych okoliczności mających wpływ na wielkość przepływu tej energii.

ENEA Operator wyznacza skorygowane dane pomiarowe:

- 1) z uwzględnieniem współczynników korekcyjnych właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii, o ile jest możliwe ich określenie; lub
- 2) analogicznie jak w przypadku wyznaczania danych zastępczych, jeżeli określenie współczynników korekcyjnych nie jest możliwe.

Powyższe zasady nie mają zastosowania jeżeli w punkcie pomiarowym, dla którego zachodzi konieczność wyznaczenia zastępczych danych pomiarowych lub skorygowanych danych pomiarowych, jest zainstalowany rezerwowy układ pomiarowo-rozliczeniowy. W takim przypadku ilość energii elektrycznej wyznacza się na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego pod warunkiem, że ten układ zarejestrował poprawne dane pomiarowe.


C.1.8. W przypadku braku możliwości pozyskania przez ENEA Operator rzeczywistych odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z przyczyn niezależnych od ENEA Operator, ENEA Operator wzywa URD do umożliwienia dostępu do układu pomiarowo-rozliczeniowego:

- 1) po upływie trzech kolejnych okresów rozliczeniowych od dnia uzyskania danych pomiarowych z PPE – dla URD posiadających okresy rozliczeniowe nie dłuższe niż 4 miesiące;
- 2) po upływie 12 miesięcy od dnia uzyskania danych pomiarowych z PPE – dla pozostałych URD.

C.1.9. Dane pomiarowe lub informacje rozliczeniowe GUD-k, podmiotów dla których ENEA Operator świadczy usługi dystrybucji energii elektrycznej, są im udostępniane przez OIRE poprzez CSIRE, zgodnie z IRIESP-OIRE.

C.1.10. Na potrzeby rozliczeń RB, ENEA Operator wyznacza i udostępnia dane pomiarowe zgodne z okresem rozliczania niezbilansowania dla:

- 1) OSP – jako zagregowane dane w MB, zgodnie z zasadami i terminami

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 172
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

określonymi w WDB;

- 2) POB_z – jako zagregowane dane w MB i MDD Sprzedawców bilansowanych handlowo przez POB_z;
- 3) Sprzedawcy – jako zagregowane dane w MDD

zachowując zgodność przekazywanych danych ww. podmiotom.

Dane pomiarowe zgodne z okresem rozliczania niezbilansowania, podmiotów dla których ENEA Operator świadczy usługi dystrybucji energii elektrycznej, są udostępniane przez OIRE poprzez CSIRE, zgodnie z IRiESP-OIRE.

C.1.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego, ENEA Operator nie udostępnia:

- 1) Sprzedawcom – danych pomiarowych lub informacji rozliczeniowych GUD-k;
- 2) URD – danych pomiarowych, za wyjątkiem udostępniania danych pomiarowych o zużyciu energii elektrycznej w PPE za okres rozliczeniowy lub umożliwiających wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, przekazywane wraz z fakturą za usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Dane pomiarowe i informacje rozliczeniowe GUD-k są udostępniane Sprzedawcom i URD przez OIRE poprzez CSIRE, zgodnie z IRiESP-OIRE.

C.1.12. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, ENEA Operator w procesie wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych do CSIRE, może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie z IRiESD.

C.1.13. Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń:

- 1) RB, korygowane są w przypadku:
 - a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce zastępczych danych pomiarowych lub skorygowanych danych pomiarowych,
 - b) korekty danych składowych,
 - c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych
 i zgłaszane są w najbliższym cyklu korekty rozliczeń na RB. W przypadku korekty danych pomiarowych, ENEA Operator przekazuje skorygowane dane także do podmiotów wymienionych w pkt. C.1.10. ppkt. 2) i 3).
- 2) URD, korygowane są w przypadku:
 - a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce zastępczych danych pomiarowych lub skorygowanych danych pomiarowych,
 - b) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych.

W przypadku korekty danych pomiarowych, ENEA Operator przekazuje CSIRE skorygowane dane pomiarowe.

ENEA Operator dokonuje korekty za cały okres, w którym występowały błędy odczytu lub wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego albo inne nieprawidłowości.

- C.1.14. URD, Sprzedawcy, POB_Z oraz OSD_n mają prawo wystąpić z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych lub informacji rozliczeniowych GUD-k, na zasadach określonych w rozdziale H.
- C.1.15. ENEA Operator wyznacza rzeczywiste ilości energii elektrycznej w MB typu MB_{OSD} na podstawie zapisów WDB oraz umowy przesyłowej zawartej z OSP, a także umowy dystrybucyjnej zawartej pomiędzy ENEA Operator a sąsiednim OSD_p.
- C.1.16. ENEA Operator wraz z fakturą za świadczone usługi dystrybucji energii elektrycznej przedstawia URD informacje o:
- 1) wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym URD;
 - 2) sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela OSD, albo odczyt dokonany i zgłoszony przez URD;
 - 3) sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.
- C.1.17. W przypadku, gdy układ pomiarowo-rozliczeniowy w PPE Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego nie umożliwia ustalenia godzinowej ilości pobranej energii elektrycznej, to ENEA Operator ustala godzinowy pobór energii elektrycznej z uwzględnieniem zasad wyznaczenia zastępczych danych pomiarowych określonych w IRiESD.
- C.1.18. Dane pomiarowe na potrzeby rozliczeń pomiędzy Sprzedawcą a spółdzielnią energetyczną lub jej członkami, są rejestrowane przez LZO. LZO rejestrują odrębnie ilość energii elektrycznej poszczególnych wytwórców lub odbiorców będących członkami spółdzielni energetycznej:
- 1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator – stanowiącej sumę energii elektrycznej wprowadzonej do tej sieci z wszystkich faz;
 - 2) pobranej z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator – stanowiącej sumę energii elektrycznej pobranej z tej sieci z wszystkich faz.
- C.1.19. ENEA Operator może dla okresu po m+15 dokonać korekty godzinowych danych pomiarowych lub danych pomiarowych zgodnych z okresem rozliczenia niezbilansowania, a także rozliczeń usług dystrybucji lub informacji rozliczeniowych GUD-k realizowanych na podstawie ww. danych pomiarowych. W przypadku, gdy korekty dotyczą danych przekazanych do CSIRE, korekty te zostaną również zgłoszone do CSIRE.
- C.1.20. ENEA Operator przekazuje do CSIRE informację, że w danym PPE istnieje możliwość wykorzystania LZO do przedpłatowej formy rozliczeń poprzez atrybut charakterystyki PP – „Komunikacja LZO”, którego wartość będzie równa „true”.
- C.1.21. Atrybut charakterystyki PP – „Komunikacja LZO” równy „true” ENEA Operator przekaże do CSIRE, jeżeli od następnego dnia po instalacji LZO na sieci lub w przypadku, gdy nastąpiła zmiana atrybutu z „true” na „false” przez okres kolejnych, następujących po sobie, 7 dni kalendarzowych, wskaźnik W_{pA+} osiągnął wartość równą lub wyższą 90 %

kompletności profilu energii czynnej na kierunku pobór (A+), liczone na godz.: 9.00 w dobie „n+1” dla doby „n”.

W_{pA+} – dobowy wskaźnik skuteczności odczytu danych profilowych, tj. wskaźnik skuteczności pozyskiwania danych profilowych 15 min. z licznika LZO dla doby „n” jest obliczany zgodnie z wzorem:

$$W_{pA+} = \frac{Id_{LZO p}}{96}$$

gdzie:


W_{pA+} – wskaźnik skuteczności pozyskiwania danych pomiarowych profilowych 15 min dla energii czynnej pobranej (A+) dla doby „n” z LZO,

$Id_{LZO p}$ – liczba danych profilowych kompletnie odczytanych 15-minutowych energii czynnej pobranej (A+) dla doby „n” z LZO.

- C.1.22. Zmiana atrybutu charakterystyki PP – „Komunikacja LZO” z „true” na „false” następuje, jeżeli przez okres kolejnych następujących po sobie 30 dni kalendarzowych, w dobie „n+30” o godz. 9:00, wskaźnik W_{pA+} wyznaczony analogicznie jak w pkt. C.1.21. ani razu nie osiągnął wartości równej lub wyższej 90 %.
- C.1.23. W dniu instalacji lub wymiany LZO na inny LZO w PPE w dobie „n”, LZO może posiadać domyślnie atrybut charakterystyki PP – „Komunikacja LZO” równy „false” w okresie nie dłuższym niż do ostatniego dnia trzeciego miesiąca kalendarzowego następującego po miesiącu, w którym zainstalowano LZO, jeżeli brak komunikacji z LZO wynika z winy ENEA Operator.
- C.1.24. W przypadku, gdy w PPE jest już wykorzystywany LZO do przedpłatowej formy rozliczeń, atrybut charakterystyki PP – „Komunikacja LZO” równy „false” nie powoduje zmiany warunków obowiązującej umowy kompleksowej.
- C.1.25. ENEA Operator przekazuje do CSIRE dobowy profil zużycia dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN na RB.
- C.1.26. W przypadku korekty danych pomiarowych obejmujących okres przed uruchomieniem produkcyjnym CSIRE, dobowy profil zużycia może być przekazywany dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN jaki występował w dacie, której te dane dotyczą.
- C.1.27. Przekazywany przez ENEA Operator do CSIRE dobowy profil zużycia dla PP może wystąpić w postaci:
- 1) profilu rozliczeniowego, który jest profilem obligatoryjnym dla każdego obsługiwanego przez ENEA Operator PP; profil rozliczeniowy może stanowić podstawę do dokonania rozliczeń za energię elektryczną lub świadczone usługi i może uwzględniać dodatkowe doliczenia oraz odliczenia wynikające ze specyfiki danego PP, które są niezbędne do tych rozliczeń,
 - 2) profilu pomiarowego, który jest profilem opcjonalnym zawierającym dane pomiarowe bez uwzględnienia dodatkowych doliczeń lub odliczeń wpływających na ten profil, a wynikających ze specyfikacji danego PP.”

C.2. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH DLA MDD POB_{ZSU}

- C.2.1. Określenie ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} wymaga realizacji następujących działań:

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 175
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- 1) określenie planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JB_{OS} ENEA Operator,
- 2) określenie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych na obszarze ENEA Operator, z wyłączeniem MDD POB_{ZSU},
- 3) określenie ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej;
- 4) wyznaczenie ilości energii elektrycznej w MDD POB_{ZSU}.

C.2.2. Określanie planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JB_{OS} ENEA Operator odbywa się według następującego algorytmu:

- 1) ENEA Operator dla swojego obszaru, w oparciu o wykonanie z ostatnich 3 lat kalendarzowych, wyznacza bezwzględną krzywą godzinową zapotrzebowania na energię elektryczną, z uwzględnieniem:
 - a) salda wymiany energii elektrycznej z OSP i sąsiednimi OSDp oraz generacji wytwórców przyłączonych do sieci ENEA Operator (generacji opomiarowanej i nie opomiarowanej dobowo-godzinowo w oparciu o ich charakterystykę pracy),
 - b) kalendarza (dni tygodnia), z uwzględnieniem dni świątecznych i innych dni nietypowych,
 - c) trendów ilościowych przyłączanych lub odłączanych odbiorców, trendów w gospodarce, posiadanych informacji o planowanych zmianach w poborze energii elektrycznej przez odbiorców lub zmian parametrów technicznych i konfiguracji sieci,
- 2) na podstawie, określonej w ppkt. 1), bezwzględnej krzywej godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną na obszarze ENEA Operator, wyznaczana jest przez ENEA Operator względna krzywa zapotrzebowania obszaru ENEA Operator, będąca jednocześnie względną krzywą godzinową różnicy bilansowej ENEA Operator,
- 3) wyznaczony przez ENEA Operator planowany roczny wolumen energii elektrycznej dla JB_{OS} ENEA Operator, rozkładany jest w oparciu o względną krzywą godzinową różnicy bilansowej ENEA Operator, wyznaczoną zgodnie z ppkt. 2), na poszczególne godziny tego okresu; ustala się, że:
 - a) kształt planowanej krzywej godzinowej różnicy bilansowej ENEA Operator jest wielkością niezmienną – ustaloną na okres roku kalendarzowego,
 - b) planowana na okres rozliczeniowy ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej jest wielkością zmienną ustalaną przez ENEA Operator,
- 4) ENEA Operator do końca listopada każdego roku udostępnia POB_{ZSU}, planowaną na kolejny rok kalendarzowy względną krzywą godzinową różnicy bilansowej oraz planowany roczny wolumen JB_{OS}.

C.2.3. Określenie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych w sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, z wyłączeniem MDD POB_{ZSU}, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w pkt. C.1.

C.2.4. Ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej zaewidencjonowanej dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, określa ENEA Operator według następujących zasad:

- 1) wstępna ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej w n -tej dobie handlowej, wyznaczona od $n+1$ do $n+4$ doby handlowej, równa jest ilości wynikającej z planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JB_{OS} ENEA Operator, o którym mowa w pkt. C.2.2. ppkt. 3),
- 2) ostateczna ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej jest wyznaczana po zakończeniu roku kalendarzowego, poprzez rozłożenie rzeczywistej wielkości różnicy bilansowej ujętej w sprawozdaniu G-10.7. pomniejszoną o ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci ENEA Operator przez jednostki wytwórcze w okresie w którym nie posiadały wyznaczonego POB_Z , według względnej krzywej zapotrzebowania obszaru ENEA Operator, o której mowa w pkt. C.2.2. ppkt. 3).

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


$$E_{POB_{ZSU}} = E_{OSP}^{+/-} + E_{WYT}^{+/-} + E_{OSDp}^{+/-} + E_{URB}^{+/-} + E_{URD_W}^{+/-} - E_{URD_O}^{-/+} - E_{RB_OSD} - E_{URD_P}$$

gdzie:

- $E_{OSP}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator z/do sieci OSP, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na RB,
- $E_{WYT}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator przez wytwórców oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na RB,
- $E_{OSDp}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator przez innych OSDp, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na RB,
- $E_{URB}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator przez URB, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na RB,
- $E_{URD_W}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator przez URD_W oraz URD_{ME} , w punktach niezakwalifikowanych do obszaru RB, dla których POB_{ZSU} nie prowadzi bilansowania handlowego,
- $E_{URD_O}^{-/+}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator przez URD_O , dla których POB_{ZSU} nie prowadzi bilansowania handlowego,
- E_{RB_OSD} – ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej ENEA Operator, w tym na pokrycie strat powstałych w wyniku dystrybucji energii elektrycznej oraz nielegalnego poboru energii elektrycznej, wyznaczona przy wykorzystaniu danych ze sprawozdania G-10.7. za zakończony rok kalendarzowy,
- E_{URD_P} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator przez URD dla których POB_{ZSU} nie jest Sprzedawcą, a prowadzi jedynie bilansowanie handlowe.

C.2.6. Ilości energii elektrycznej dla JB_{OS} ENEA Operator na RB wyznacza się jako wielkość domykającą bilans energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej ENEA Operator.

C.2.7. Rzeczywiste ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, wyznacza się przy wykorzystaniu następujących zasad:

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 177
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- 1) ENEA Operator po zakończeniu roku kalendarzowego dokonuje korekty ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU}, poprzez uwzględnienie wielkości różnicy bilansowej zawartej w sprawozdaniu G-10.7.,
- 2) korekta ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} wyznaczona przez ENEA Operator, zgłaszana jest na RB celem dokonania korekty rozliczeń dla okresów rozliczeniowych w tym roku.

C.2.8. Korekta rozliczeń wykonywana w miesiącu *m* może dotyczyć poszczególnych dekad miesięcy, dla których przewidziana jest korekta w trybie zgodnym z WDB, przy czym korekta może dotyczyć wyłącznie okresów rozliczeniowych, dla których upłynął termin płatności.

C.2.9. Maksymalna długość okresu korygowanego wynika z maksymalnego okresu przewidzianego w WDB. Ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} i JB_{OS} ENEA Operator wyznaczone w ostatnim możliwym okresie korekty na RB zgodnie z WDB, uznawane są za ostateczne.

C.3. ZASADY STOSOWANIA UKŁADÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH WYKORZYSTYWANYCH DO PRZEDPŁATOWEJ FORMY ROZLICZEŃ

C.3.1. Prowadzenie przedpłatowej formy rozliczeń na PPE może być realizowane wyłącznie w ramach umowy kompleksowej.

C.3.2. Po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE rozpoczęcie przedpłatowej formy rozliczeń może być realizowane wyłącznie dla LZO, na zasadach określonych w IRiESP-OIRE.

C.3.3. PPE nieposiadające LZO, dla którego przedpłatowa forma rozliczeń rozpoczęła się przed uruchomieniem produkcyjnym CSIRE, ENEA Operator do czasu zainstalowania LZO, obsługuje takie PPE w sposób analogiczny, jak inne PPE posiadające LZO.

C.3.4. Po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE zmiana Sprzedawcy dla PPE, dla którego jest lub ma być realizowana przedpłatowa forma rozliczeń, może być realizowana wyłącznie dla PPE posiadającego LZO, dla którego ENEA Operator określi w CSIRE atrybut charakterystyki PP – „Komunikacja LZO” równy „true”.

D. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZGŁASZANIA I PRZYJMOWANIA PRZEZ ENEA OPERATOR DO REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY I UMÓW KOMPLEKSOWYCH

D.1. WYMAGANIA OGÓLNE

- D.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy zawarta w niniejszym rozdziale, dotyczy URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej Enea Operator, nie objętych obszarem RB.
- D.1.2. Przypisanie Sprzedawcy do PPE zgodnie z zawartą umową sprzedaży jest możliwe po uprzednim przypisaniu do tego PPE w CSIRE umowy dystrybucyjnej zawartej z Enea Operator, bez względu na kolejność zawarcia tych umów.
- D.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe URD chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy muszą spełniać, na dzień złożenia powiadomienia w CSIRE, wymagania określone odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRiESD.
- D.1.4. Do jednego PPE równocześnie może być przypisana w CSIRE tylko jedna z umów: umowa dystrybucyjna albo umowa kompleksowa.
- D.1.5. Przy każdej zmianie Sprzedawcy przez URD, Enea Operator przekazuje do CSIRE wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany Sprzedawcy, dokonywane jest na podstawie rzeczywistych danych pomiarowych lub zastępczych danych pomiarowych.
- D.1.6. Zmiana Sprzedawcy realizowana jest poprzez CSIRE zgodnie z procedurą zmiany sprzedawcy, o której mowa w pkt. D.2.
- D.1.7. Sprzedawca nie później niż na 1 dzień kalendarzowy oraz nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej albo świadczenia usługi kompleksowej dla URD, informuje OIRE o planowanej dacie zakończenia umowy sprzedaży albo umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej albo umowy kompleksowej rezerwowej.
- D.1.8. Wymiana informacji rynku energii między Enea Operator i Sprzedawcami odbywa się wyłącznie poprzez CSIRE, zgodnie z IRiESP-OIRE.
- D.1.9. Zakończenie na wniosek URD świadczenia usługi dystrybucji na podstawie umowy kompleksowej następuje w dacie odłączenia zasilania w danym PPE, tj. stworzenia fizycznej przerwy w torze prądowym (np. demontaż układu pomiarowo-rozliczeniowego, demontaż przyłącza bądź jego fragmentu, wyjęcie wkładki bezpiecznikowej, odłączenie stycznika w LZO, itp.).
- D.1.10. Enea Operator może zgłosić zakończenie:
- 1) umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej – w przypadku zaniechania obowiązków Sprzedawcy wynikających z realizacji umów, o których mowa w pkt. A.4.3.6. oraz w pkt. A.4.3.7., pod warunkiem otrzymania od OIRE poprzez CSIRE informacji o niedopełnieniu tych obowiązków przez Sprzedawcę,
 - 2) bilansowania handlowego dla pojedynczego PP lub bilansowania handlowego dla wszystkich PP danego Sprzedawcy – w przypadku zaniechania obowiązku POBz wynikającego z realizacji umowy, o której mowa w pkt. A.4.3.5., pod

warunkiem otrzymania od OIRE poprzez CSIRE informacji o niedopełnieniu tych obowiązków przez POB_z.

D.2. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URD

D.2.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę Sprzedawcy przez URD jest spełnienie wymagań określonych w pkt. D.1.

D.2.2. URD dokonuje wyboru Sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży albo umowę kompleksową, przy czym URD w gospodarstwie domowym może zawierać ze Sprzedawcą wyłącznie umowę kompleksową.

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

D.2.3. URD lub upoważniony przez niego nowy Sprzedawca wypowiada umowę sprzedaży albo umowę kompleksową zawartą z dotychczasowym Sprzedawcą.

D.2.4. Nowy Sprzedawca, w imieniu własnym oraz URD, powiadamia OIRE o zawarciu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej oraz o planowanej dacie przypisania umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej do PPE w CSIRE. Powiadomienie składa się, poprzez CSIRE:

- 1) w przypadku umowy kompleksowej – nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych i nie później niż na 1 dzień kalendarzowy, względem daty określonej w tym powiadomieniu,
- 2) w przypadku umowy sprzedaży, gdy umowa dystrybucyjna jest przypisana do PPE w CSIRE – nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych i nie później niż na 1 dzień kalendarzowy, względem daty określonej w tym powiadomieniu,
- 3) w przypadku umowy sprzedaży, gdy umowa dystrybucyjna jest zawierana zgodnie z pkt. B.7. – nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych i nie później niż na 3 dni kalendarzowe, względem daty określonej w tym powiadomieniu.

W przypadku zawarcia umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej z konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 7aa ustawy o prawach konsumenta, tj. zawierającą umowę sprzedaży albo umowę kompleksową bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, powiadomienia należy dokonać po bezskutecznym upływie terminu na odstąpienie od umowy przewidzianego w art. 27 ustawy o prawach konsumenta, o ile konsument lub ww. osoba fizyczna, nie złożyli żądania wcześniejszego rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przed upływem ww. terminu na odstąpienie od umowy.

Sprzedawca nie może dokonać powiadomienia OIRE o zawarciu umowy kompleksowej z URD w gospodarstwie domowym, w przypadku, gdy umowa ta została zawarta poza lokalem przedsiębiorstwa.

D.2.5. Dokonanie powiadomienia OIRE, o którym mowa w pkt. D.2.4., w imieniu URD przez Sprzedawcę wynika z posiadanego przez niego umocowania URD do dokonania tego powiadomienia.

D.2.6. Weryfikacja powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4., odbywa się przez OIRE w CSIRE.

- D.2.7. Zmiana Sprzedawcy następuje w terminie wynikającym z ustawy Prawo energetyczne.
- D.2.8. Zmiana Sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej przez dotychczasowego Sprzedawcę.
- D.2.9. Rozpoczęcie przez ENEA Operator świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej dla nowo przyłączanych URD następuje nie wcześniej niż z dniem:
- 1) wskazanym w komunikacie OIRE przekazanym ENEA Operator, będącym powiadomieniem o nowej umowie – dotyczy URD_O oraz URD_W i URD_{ME}, którzy zgodnie z IRiESP-OIRE są obsługiwani przez Sprzedawcę;
 - 2) wskazanym w komunikacie OIRE przekazanym ENEA Operator, będącym powiadomieniem o zmianie POB_Z – dotyczy URD_W i URD_{ME}, którzy zgodnie z IRiESP-OIRE są obsługiwani przez POB_Z.

E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO

- E.1. Procedura ustanawiania i zmiany POB_Z przebiega zgodnie z zapisami IRiESD, IRiESP-OIRE oraz WDB.
- E.2. POB_Z jest ustanawiany przez:
- 1) Sprzedawcę, który posiada zawartą z ENEA Operator umowę, o której mowa w pkt. A.4.3.6. lub A.4.3.7.,
 - 2) URD_W przyłączonego do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez POB_Z,
 - 3) URD_{ME} przyłączonego do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez POB_Z.
- Ustanawianie lub zmiana POB_Z odbywa się w CSIRE, poprzez dokonanie powiadomienia do CSIRE przez nowego POB_Z.
- W przypadku URD_O, POB_Z jest wskazywany przez Sprzedawcę, który zawarł z tym URD_O umowę sprzedaży albo umowę kompleksową.
- E.3. Za bilansowanie handlowe:
- 1) URD_O przyłączonego do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator,
 - 2) URD_W przyłączonego do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez Sprzedawcę,
 - 3) URD_{ME} przyłączonego do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez Sprzedawcę,
- odpowiedzialny jest POB_Z, który został przypisany dla ww. URD w CSIRE.
- E.4. Proces zmiany POB_Z przez Sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}, jest realizowany przez OIRE w CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE.
- E.5. Po otrzymaniu przez ENEA Operator komunikatu z CSIRE o przypisaniu w CSIRE POB_Z do PPE, ENEA Operator przeprowadza zmiany w konfiguracji i strukturze obiektowej i podmiotowej rynku detalicznego, z uwzględnieniem że:
- 1) każdy PPE danego URD_O powinien być przyporządkowany tylko do jednego MDD,
 - 2) każdy MDD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MB_O,
 - 3) URD_W mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_W,
 - 4) URD_O mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_O,
 - 5) URD_{ME} mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_W.
- E.6. W przypadku, gdy POB_Z przypisany w CSIRE do:
- 1) Sprzedawcy,
 - 2) URD_W, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez Sprzedawcę,
 - 3) URD_{ME}, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez Sprzedawcę
- zaprzestanie niezależnie od przyczyny działalności na RB, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB_Z na nowego POB_Z przypisanego w CSIRE do Sprzedawcy rezerwowego.
- E.7. W przypadku, gdy POB_Z przypisany w CSIRE do:

- 1) URD_W, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez POB_Z,
- 2) URD_{ME}, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez POB_Z,

zaprzestanie niezależnie od przyczyny działalności na RB, wówczas ten URD_W lub URD_{ME}, w porozumieniu z ENEA Operator, winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, a ENEA Operator ma prawo do wyłączenia tego URD_W lub URD_{ME}, bez ponoszenia przez ENEA Operator odpowiedzialności z tego tytułu. Sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania w okresie poprzedzającym zaprzestanie wprowadzenia energii do sieci dystrybucyjnej, określone są w umowie dystrybucyjnej zawartej pomiędzy ENEA Operator a URD_W lub URD_{ME}.

- E.8. POB_Z, który prowadzi bilansowanie handlowe Sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} jest zobowiązany do przekazania komunikatu do CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE, o dacie zaprzestania działalności na RB.

Komunikat przekazuje się do CSIRE, nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych i nie później niż na 1 dzień kalendarzowy, względem ww. daty zaprzestania działalności, określonej w tym komunikacie.

F. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI URD

- F.1. ENEA Operator udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci na temat świadczonych usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.
- F.2. Informacje ogólne udostępnione są przez ENEA Operator:
- 1) na stronie internetowej ENEA Operator;
 - 2) w IRiESD opublikowanej na stronie internetowej ENEA Operator;
 - 3) w punktach obsługi klienta.
- F.3. W celu uzyskania szczegółowych informacji, URD może złożyć zapytanie następującymi drogami:
- 1) osobiście w punkcie obsługi klienta;
 - 2) listownie na adres ENEA Operator;
 - 3) pocztą elektroniczną;
 - 4) za pośrednictwem strony internetowej ENEA Operator;
 - 5) telefonicznie.
- ENEA Operator udziela URD odpowiedzi dotyczących informacji szczegółowych taką drogą, jaką zostało złożone zapytanie, chyba że URD wskaże inną drogę udzielenia odpowiedzi.
- F.4. ENEA Operator informuje URD o warunkach zmiany Sprzedawcy, a w szczególności o:
- 1) uwarunkowaniach formalno-prawnych;
 - 2) ogólnych zasadach funkcjonowania RB;
 - 3) procedurze zmiany sprzedawcy;
 - 4) wymaganych umowach;
 - 5) prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy;
 - 6) zasadach ustanawiania i zmiany POBz,
 - 7) warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej.
- F.5. Adresy pocztowe i adresy poczty elektronicznej niezbędne do kontaktu z ENEA Operator zamieszczone są na stronie internetowej ENEA Operator oraz na fakturach wystawianych przez ENEA Operator.

G. ZASADY OPRACOWANIA, AKTUALIZACJI I UDOSTEPNIANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

- G.1. ENEA Operator opracowuje i aktualizuje standardowe profile zużycia energii elektrycznej na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez ENEA Operator spośród odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o mocy umownej nie większej niż 40 kW, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej.

Profile stanowią załącznik do IRiESD, która jest udostępniana do wglądu w siedzibie ENEA Operator oraz zamieszczona na stronie internetowej ENEA Operator.

- G.2. ENEA Operator przydziela standardowy profil zużycia dla URD_o typu odbiorca o mocy umownej nie większej niż 40 kW, których układy pomiarowo-rozliczeniowe nie pozwalają na rejestrację profilu zużycia w okresach uśredniania ustalonych przez ENEA Operator. ENEA Operator przydziela odpowiedni, standardowy profil zużycia spośród profili określonych w Załączniku nr 4 do IRiESD, w oparciu o grupę taryfową usług dystrybucyjnych świadczonych przez ENEA Operator, do której dany URD_o jest zakwalifikowany.

- G.3. Przydzielony URD_o standardowy profil zużycia, jest przyjmowany przez:

- POB_z – do prowadzenia bilansowania handlowego, zgodnie z zapisami WDB i IRiESD,
- Sprzedawców – do określania niezbilansowania energii elektrycznej oraz jego rozliczania;
- ENEA Operator – na potrzeby, o których mowa w pkt. C.1.2.

Planowana do pobrania przez URD_o ilość dostaw energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym ustalonym przez ENEA Operator jest określana w powiadomieniach o zwartej umowie sprzedaży lub umowie kompleksowej.

- G.4. ENEA Operator po pozyskaniu wszystkich danych pomiarowych URD_o, na podstawie standardowych profili zużycia przydzielonych poszczególnym URD_o oraz algorytmów opisanych w pkt. G.5., wyznacza dla każdej godziny h sumaryczną ilość energii elektrycznej pobranej przez wszystkich URD_o, dla których dany Sprzedawca prowadzi sprzedaż energii elektrycznej.


- G.5. Sumaryczna ilość energii elektrycznej E_h^{RZ} pobranej w godzinie h doby okresu rozliczeniowego przez URD_o, o których mowa w pkt. G.2. i dla których dany Sprzedawca sprzedaje energię elektryczną, wyznacza się wg zależności:

$$E_h^{RZ} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^O \left(\frac{W_{t,j,h}}{S_{t,j}} \cdot E_{t,j}^{RZ} \right)$$

gdzie:

E_h^{RZ} – sumaryczna ilość energii elektrycznej pobranej w godz. h doby okresu rozliczeniowego przez URD_o, o których mowa w pkt. G.2. i dla których dany Sprzedawca sprzedaje energię elektryczną,

$E_{t,j}^{RZ}$ – rzeczywista ilość energii elektrycznej dostarczona j-temu URD_o w okresie rozliczeniowym,

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 185
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- $S_{t,j}$ – suma współczynników $w_{t,j,h}$ w okresie rozliczeniowym,
 $w_{t,j,h}$ – współczynnik określający wagę pobranej energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym,
 O – ilość odbiorców w grupie taryfowej,
 T – ilość grup taryfowych, w których URD_o są rozliczani wg standardowego profilu zużycia.

przy czym:

$$S_{t,j} = \sum_{i=k}^l w_{t,j,h}$$

gdzie:

- k – numer współczynnika określającego wagę pobranej energii elektrycznej w pierwszej godzinie okresu rozliczeniowego dla profilu zużycia energii elektrycznej t - grupy taryfowej i - URD_o,
 l – numer współczynnika określającego wagę pobranej energii elektrycznej w ostatniej godzinie okresu rozliczeniowego dla profilu zużycia energii elektrycznej t - grupy taryfowej i - URD_o.
- G.6. Rzeczywista ilość dostaw energii elektrycznej w godz. h jest wyznaczana na podstawie pomiarów ilości energii elektrycznej w MDD oraz w razie potrzeby z wykorzystaniem algorytmów wyznaczania ilości energii elektrycznej.
- G.7. Dla celów wyznaczenia ilości dostaw energii elektrycznej zgodnie z pkt. G.5., w dobie w której następuje zmiana czasu z letniego na zimowy (doba trwa 25 godzin) w godz. 2a przyjmuje się współczynniki określające wagę pobranej energii elektrycznej $w_{t,j,h}$ przedstawione w profilu zużycia energii t - grupy taryfowej, j - URD_o dla tej godziny.
- G.8. W przypadku zmiany parametrów technicznych przyłącza, końcowego przeznaczenia energii elektrycznej lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej, URD_o, o których mowa w pkt. G.2., są zobowiązani do powiadomienia ENEA Operator o tym fakcie. Wówczas ENEA Operator dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu.
- G.9. Dla dób handlowych na RB, dla których ORN jest krótszy niż jedna godzina, wówczas ustalenie ilości energii elektrycznej dla danego ORN dokonuje się dzieląc wyznaczoną zgodnie z pkt. G.5. ilość energii elektrycznej po równo na zawierające się ORN w danej godzinie.

H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI INFORMACYJNE

H.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygnięcia reklamacji w zakresie objętym IRiESD-Bilansowanie.

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 ENEA Operator) lub ustnej (osobiście, telefonicznie).


H.3. URD posiadający zawartą ze Sprzedawcą umowę kompleksową, składa wnioski i reklamacje, o których mowa w niniejszym rozdziale, wyłącznie do tego Sprzedawcy, z zastrzeżeniem pkt. H.4. oraz pkt. H.5. ppkt. 10).

URD posiadający umowę sprzedaży zawartą ze Sprzedawcą oraz umowę dystrybucyjną zawartą z ENEA Operator, reklamacje dotyczące umowy sprzedaży składa bezpośrednio do Sprzedawcy, a reklamacje dotyczące umowy dystrybucyjnej składa bezpośrednio do ENEA Operator.

Prosument, Prosument zbiorowy oraz Prosument wirtualny będący konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, który posiada zawartą ze Sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje dotyczące rozliczania i dystrybucji energii elektrycznej do tego Sprzedawcy.

H.4. ENEA Operator samodzielnie (bez udziału Sprzedawcy) realizować będzie następujące obowiązki w zakresie postępowania reklamacyjnego oraz realizacji obowiązków informacyjnych wynikających z przepisów, o których mowa 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 ENEA Operator poprzez zarejestrowanie się w portalu planowych wyłączeń dostępnym na stronie internetowej ENEA Operator,
- 4) informowanie na piśmie, lub w inny sposób określony w umowie dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej, z co najmniej:

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 187
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- 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 ENEA Operator dostarczania energii z przyczyn innych niż wskazana w pkt. II.3.2.2.,
 - 7) przyjmowanie dodatkowych zleceń od URD na wykonanie czynności wynikających z taryfy ENEA Operator,
 - 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 dystrybucyjną z ENEA Operator,
 - 9) niezwłoczne przekazywanie URD protokołów z czynności określonych w ppkt. 5) lub protokołów 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 poprzez CSIRE do ENEA Operator; ENEA Operator dokonuje weryfikacji wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w terminie 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania reklamacji z CSIRE i w tym samym terminie przekazuje odpowiedź Sprzedawcy poprzez CSIRE;
- 2) reklamacje dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego Sprzedawca przekazuje poprzez CSIRE do ENEA Operator w ciągu 2 dni roboczych od jej otrzymania; ENEA Operator bezzwłocznie podejmuje działania w celu rozpatrzenia reklamacji oraz naprawy lub wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego; ENEA Operator niezwłocznie informuje poprzez CSIRE Sprzedawcę o zrealizowanych działaniach, w tym naprawie lub wymianie, a także o ewentualnej korekcie danych pomiarowych w wyniku stwierdzonych nieprawidłowości pracy układu pomiarowo-rozliczeniowego;

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 188
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

ENEA Operator wykonuje powyższe czynności w terminie 9 dni kalendarzowych od otrzymania reklamacji z CSIRE;

- 3) w przypadku żądania URD laboratoryjnego sprawdzenia licznika, Sprzedawca informuje o tym poprzez CSIRE ENEA Operator w terminie 2 dni roboczych od otrzymania żądania; ENEA Operator 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 ppkt. 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 dystrybucyjnej ENEA Operator, przekazywane są do ENEA Operator przez Sprzedawcę poprzez CSIRE w terminie 2 dni roboczych od jej otrzymania; ENEA Operator w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów; ENEA Operator przekazuje Sprzedawcy poprzez CSIRE 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 z określonymi w umowie kompleksowej lub IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD, na zasadach określonych w Taryfie;
- 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 poprzez CSIRE przekazuje ENEA Operator ten wniosek (treść wniosku) w ciągu 2 dni roboczych od dnia otrzymania wniosku od URD; ENEA Operator po rozpatrzeniu wniosku, przekazuje Sprzedawcy poprzez CSIRE informację o uznaniu bądź odrzuceniu wniosku URD wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku z CSIRE;
- 7) w przypadku zaistnienia przesłanek do udzielenia URD przez ENEA Operator bonifikaty bez wcześniejszego wniosku URD, ENEA Operator przekazuje Sprzedawcy poprzez CSIRE informacje niezbędne do udzielenia URD przez Sprzedawcę bonifikaty w terminie 21 dni kalendarzowych od:

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 189
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- a) ostatniego dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie przez ENEA Operator standardów jakościowych obsługi odbiorców,
 - b) 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,
 - c) dnia otrzymania wniosku, o którym mowa w ppkt. 6) lit. a), w odniesieniu do innych URD niż URD, który złożył ten wniosek, zasilanych z tego samego miejsca dostarczania co URD, który złożył ten wniosek, w odniesieniu do których również potwierdzono przekroczenie czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej;
- 8) bonifikata, o której mowa w ppkt. 7), jest uwzględniana w rozliczeniach z URD za najbliższy okres rozliczeniowy i uwzględniana w rozliczeniach pomiędzy ENEA Operator a Sprzedawcą;
- 9) w przypadku otrzymania przez Sprzedawcę reklamacji URD w sprawie bonifikaty, Sprzedawca przekazuje ENEA Operator poprzez CSIRE reklamację w ciągu 2 dni roboczych od jej otrzymania; ENEA Operator po rozpatrzeniu reklamacji, przekazuje Sprzedawcy poprzez CSIRE informację o uznaniu bądź odrzuceniu reklamacji URD wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji z CSIRE;
- 10) wnioski URD o odszkodowanie wynikające z niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, niedotrzymania standardów jakościowych obsługi URD, przerw w dostarczaniu energii elektrycznej bądź niewykonania lub nienależytego wykonania przez ENEA Operator usługi dystrybucji energii elektrycznej na rzecz URD, Sprzedawca przekazuje w ciągu 2 dni roboczych do ENEA Operator w formie elektronicznej wraz ze skanem wniosku; ENEA Operator niezwłocznie rozpatruje złożone wnioski i informuje URD o wyniku ich rozpatrzenia;
- 11) na żądanie ENEA Operator, Sprzedawca w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, prześle na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.7., kopię wniosków, reklamacji i korespondencji z URD, dotyczących spraw, o których mowa w pkt. H.5.

Odpowiedzi na wnioski i reklamacje URD złożone Sprzedawcy zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszym punkcie, udzielane są URD przez Sprzedawcę, za wyjątkiem ppkt. 10).

- H.6. Reklamacje powinny być przesyłane ENEA Operator na adres pocztowy lub dedykowane adresy poczty elektronicznej wskazane na stronie internetowej ENEA Operator, z uwzględnieniem pkt. H.2. i pkt. H.5.
- H.7. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do ENEA Operator 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,

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 190
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

d) dokumenty uzasadniające żądanie.

Uchybienia w zgłoszeniu reklamacyjnym dotyczące lit. a) – d) nie mogą być przyczyną odmowy rozpatrzenia reklamacji przez ENEA Operator.

H.8. ENEA Operator rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:

- 1) określonym w pkt H.5. – jeżeli reklamacja została złożona do Sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą ze Sprzedawcą umowę kompleksową;
- 2) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od URD – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń za świadczone przez ENEA Operator usługi dystrybucji energii elektrycznej lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanych z inicjatywy ENEA Operator;
- 3) 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od Sprzedawcy poprzez CSIRE – jeżeli reklamacja została złożona Sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży i reklamacja dotyczy odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 4) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji, o ile przepisy prawa nie stanowią inaczej – w pozostałych przypadkach dotyczących URD będących konsumentami;
- 5) 30 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach dotyczących URD niebędących konsumentami.

W przypadku konieczności wykonania dodatkowych analiz i pomiarów, ENEA Operator we wskazanych powyżej terminach informuje o planowanym terminie rozpatrzenia reklamacji.


W przypadku, gdy reklamacja została złożona przez odbiorcę w gospodarstwie domowym i dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanych z inicjatywy ENEA Operator, to jeżeli reklamacja ta nie została rozpatrzona w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia jej złożenia, uważa się, że została uwzględniona.

H.9. Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane:

- 1) w przypadkach, o których mowa w pkt. H.8. ppkt. 1) – w sposób określony w pkt. H.5.;
- 2) w przypadkach, o których mowa w pkt. H.8. ppkt. 2) – 5) – w sposób określony w pkt. H.2.

H.10. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez ENEA Operator 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 do ENEA Operator z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji, zawierającym:

- 1) zakres nieuwzględnionego przez ENEA Operator żądania;
- 2) uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania;
- 3) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 191
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany:

- a) w przypadkach, o których mowa w pkt. H.8. ppkt. 1) – w sposób określony w pkt. H.5.,
- b) w przypadkach, o których mowa w pkt. H.8. ppkt. 2) – 5) – w sposób określony w pkt. H.2.

H.11. ENEA Operator 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.

ENEA Operator 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. ENEA Operator przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej.

H.12. Sprzedawcy oraz POB_z mają prawo wystąpić z reklamacją do ENEA Operator o dokonanie korekty danych pomiarowych lub informacji rozliczeniowych GUD-k za pośrednictwem CSIRE.

I. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI


- I.1. ENEA Operator identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną ENEA Operator.
- I.2. Ograniczenia systemowe są dzielone na:
- ograniczenia elektrowniane,
 - ograniczenia sieciowe.
- I.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:
- parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
 - przyczyny technologiczne w elektrowni,
 - działanie siły wyższej przez okres jej trwania i likwidacji jej skutków,
 - realizację polityki energetycznej państwa.
- I.4. ENEA Operator identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:
- maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych,
 - maksymalne możliwe do świadczenia wielkości mocy bilansujących w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów.
- I.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez ENEA Operator na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:
- plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
 - plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV,
 - wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.
- I.6. Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez ENEA Operator z wykorzystaniem dostępnych programów analitycznych i na bazie najbardziej aktualnych modeli matematycznych KSE.
- I.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.
- I.8. ENEA Operator przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej, dystrybucyjnej sąsiednich OSD oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.

- I.9. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych ENEA Operator prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej w szczególności przez:
- a) zmianę układu pracy sieci dystrybucyjnej,
 - b) wprowadzanie zmian do zatwierdzonego planu wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
 - c) dysponowanie mocą nJWCD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - d) wnioskowanie do OSP o zmianę poziomu generacji mocy JWCD i JWCK,
 - e) wnioskowanie do OSP o zmianę układu pracy sieci przesyłowej.
- I.10. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych ENEA Operator podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSP oraz innymi OSD.
- I.11. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, ENEA Operator podejmuje działania szczegółowo uregulowane w IRiESD – Rozdział IV: Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.



**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

**CZĘŚĆ:
Słownik skrótów i definicji**

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 195
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

i. 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
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	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzania 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 uprawnionymi do korzystania z Centralnego systemu informacji rynku energii.
IWR	Instrukcja Współpracy Ruchowej
JB	Jednostka bilansowa
JB_{os}	Jednostka bilansowa operatora systemu
JG	Jednostka grafikowa
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza, której praca podlega koordynacji przez OSP
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
kWp	Jednostka mocy szczytowej baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym
LRW	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
LZO	Licznik zdalnego odczytu

MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
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 moduły wytwarzania energii, inne niż ciepłne, 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_{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 ciepłne
MB_{AO}	$_{AFD}MB$, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących sterowane odbiory
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_O	$_{FD}MB$, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD _O , reprezentujących odbiory energii elektrycznej
MB_{OSD}	$_{FD}MB$, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPW, należących do POB _{OSD} , reprezentujące wymianę energii elektrycznej pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci dystrybucyjnej ENEA Operator oraz sąsiednich OSDp, na napięciu niższym niż 110 kV
MB_W	$_{FD}MB$, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD _W lub URD _{ME} , reprezentujących odpowiednio moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej
$_{AFD}MB$	$_{F}MB$, 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
$_{w}MB$	Ponadsieciowe (wirtualne) MB

MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nJWCD	Jednostka wytwórcza nie będąca jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną – jednostka wytwórcza nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
NN	Najwyższe napięcie
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OIRE	Operator informacji rynku energii
OOSŁ	Operator ogólnodostępnej stacji ładowania
OP	Operator pomiarów
OREB	Okres rozliczenia 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 elektroenergetycznego
PCC	Punkt przyłączenia źródła energii elektrycznej
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie
POB_{OSD}	POB będący OSDp
POB_Z	POB prowadzący bilansowanie handlowe zasobów
POB_{ZSU}	POB _Z ustanowiony przez Sprzedawcę z urzędu działającego na obszarze sieci dystrybucyjnej ENEA Operator
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 P_{st}, występujących w okresie 2 godz., zgodnie ze wzorem:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$$

gdzie: i – sekwencja wartości P_{st}

P_{st} Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 min

RB Rynek Bilansujący

RRM Regulamin rynku mocy

SCO Samoczynne częstotliwościowe odłączanie

SN Średnie napięcie

SPZ Samoczynne ponowne załączenie

SWI ENEA Operator Standardy wymiany informacji ENEA Operator

SZR Samoczynne załączenie rezerwy

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 harmonicznymi telefonii

URB Uczestnik Rynku Bilansującego

URD Uczestnik Rynku Detalicznego, którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDp

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

ii. POJĘCIA I DEFINICJE

Analizator jakości energii elektrycznej	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.
Charakterystyka PP	Informacje rynku energii dotyczące PP, których zakres określają standardy wymiany informacji CSIRE (stanowiące załącznik do IRiESP-OIRE), z wyłączeniem danych pomiarowych, informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez LZO i poleceń odbieranych przez LZO.
Dane pomiarowe	Dane pozyskiwane lub wyznaczone dla punktu pomiarowego.
Dane pomiarowo-rozliczeniowe	Wielkości wyznaczone w PPE, MDD lub f_{MB} .
Dostawa energii elektrycznej	Energia elektryczna wprowadzona do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator lub pobrana z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator.
Dostawca usług bilansujących	Dostawca usług bilansujących w rozumieniu art. 2 pkt 6 EB GL.

Dni robocze	Dni od poniedziałku do piątku inne niż dni ustawowo wolne od pracy.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczenia odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii elektrycznej.
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 bilansująca	Energia bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 4 EB GL.
Farma fotowoltaiczna	Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy, 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.
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.
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	<p>Grupy podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci, podzielonych w następujący sposób:</p> <ol style="list-style-type: none"> i. grupa przyłączeniowa I – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV, ii. grupa przyłączeniowa II -podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV, iii. grupa przyłączeniowa III – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, ale niższym niż 110 kV, iv. 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, v. 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, vi. 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	<p>Instalacja stanowiąca wyodrębniony zespół:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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, <p>- a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, w tym magazyn biogazu rolniczego</p>

Instalacje	Urządzenia z układami połączeń między nimi.
Jednostka bilansowa	Zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej utworzony na potrzeby rozliczania niezbilansowania.
Jednostka odbiorcza	Jednostka odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 4 NC DC.
Jednostka grafikowa	Zbiór rzeczywistych miejsc dostarczania energii elektrycznej, określonych dla zasobów użytkowników systemu, za pomocą których DUB świadczy usługi bilansujące.
Jednostka wytwórcza	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>Rozporządzenie 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.) – 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.</p> <p>Podział modułów wytwarzania energii:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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

Moduł wytwarzania energii:

- a) przyłączony do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, albo
- b) ciepły 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

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

System elektroenergetyczny na terenie Polski.

Licznik / Licznik energii elektrycznej

Licznik zdalnego odczytu lub licznik konwencjonalny.

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.

Linia bezpośrednia

Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub

linia elektroenergetyczna łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.

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, przyłączoną 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.

Miejsce dostarczania

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,

<p>Minimalna moc dyspozycyjna netto</p> <p>Moc bilansująca</p> <p>Moc dyspozycyjna</p> <p>Moc osiągalna</p> <p>Moduł parku energii</p> <p>Moc przyłączeniowa</p> <p>Moc umowna</p>	<p>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.</p> <p>Moc minimum technicznego netto powiększona o planowane lub nieplanowane ubytki mocy.</p> <p>Moc bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 5 EB GL.</p> <p>Moc osiągalna jednostki wytwórczej albo magazynu energii elektrycznej pomniejszona o ubytki mocy.</p> <p>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.</p> <p>Moduł parku energii w rozumieniu art. 2 pkt 17 NC RfG.</p> <p>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.</p> <p>Moc czynna pobierana z sieci lub wprowadzaną do sieci, określona w:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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.

Moduł wytwarzania energii

Moduł wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 5 NC RfG.

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).

Należyta staranność

Wykonywanie czynności ruchowych oraz prac eksploatacyjnych w obiektach, instalacjach i urządzeniach elektroenergetycznych, w terminach i zakresach zgodnych z obowiązującymi przepisami i instrukcjami, w tym Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, z uwzględnieniem zasad efektywności i racjonalizacji kosztów, prowadzących do zachowania wymaganej niezawodności, jakości dostaw i dotrzymanie ustaleń wynikających z zawartych umów.

Napięcie znamionowe

Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.

Napięcie deklarowane

Wartość napięcia zasilającego uzgodniona między OSD i 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 późniejszymi zmianami), 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 Prawo energetyczne, 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/sieci 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 ich zużycia w gospodarstwie domowym.
Odbiorca końcowy	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej magazynowania lub zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
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.
Odbiorca w ORed	Podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.
Odlączenie od sieci	Trwałe rozdzielanie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwałe 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, dokonany przez ENEA Operator.
Operator	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego lub operator systemu połączonych.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.

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 handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
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	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	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Podmiot 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 OSDp	OSDp, który działając jako przedsiębiorstwo bilansujące: <ul style="list-style-type: none"> 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 OSDp związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.
Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe zasobów	Podmiot odpowiedzialny za niezbilansowanie zasobów: <ul style="list-style-type: none"> 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	Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia u OSD zgłoszenia zmianę Sprzedawcy, który w konsekwencji podjętych przez OSD prac doprowadza do zmiany Sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych i niezbędnych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany Sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.
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.
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.

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.

Przełącznik SCO

Wyodrębniony przełącznik albo funkcję 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 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.

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.
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 służące do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, dostosowane do mocy przyłączeniowej, z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
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 – 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 – licznik bilansujący (PPB)	Punkt pomiarowy obejmujący stację elektroenergetyczną transformującą średnie napięcie na niskie napięcie (SN/nN), stanowiącą element sieci dystrybucyjnej ENEA Operator.
Punkt pomiarowy – punkt wymiany (PPW)	Punkt pomiarowy na granicy obszarów sieci elektroenergetycznych OSDp.
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.
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.
Rejestrator zdarzeń	Rejestrator zapisujący czasy wystąpienia i opisy znakowe zmian stanów urządzeń pola, w którym jest zainstalowany, w tym układów EAZ.
Rezerwa mocy	Możliwa do wykorzystania w danym okresie zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci.
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).
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 2022 r., poz. 2505 z późniejszymi zmianami).
Ruch próbny	Nieprzerwana praca uruchamianych urządzeń, instalacji lub sieci w ściśle określonym czasie, z parametrami pracy określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego.
Ruch sieciowy	Sterowanie pracą sieci.
Rynek Bilansujący	Rynek bilansujący w rozumieniu art. 2 pkt. 2 EB GL.
Rynek Detaliczny	Obszar sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez OSD, która nie jest objęta obszarem Rynku Bilansującego.
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.
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.
Samoczynne załączanie rezerwy – SZR	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.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego.
Sieciowe miejsce dostarczania energii elektrycznej	Miejsce dostarczania z sieci przesyłowej operatora systemu przesyłowego, z którego jest zasilana sieć dystrybucyjna 110 kV pracująca trwale lub okresowo w układach pierścieniowych.
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.
Spółdzielnia energetyczna	Spółdzielnię 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.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
Sprzedaż rezerwowa	Sprzedaż energii elektrycznej URD przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej dokonywana przez Sprzedawcę rezerwowego w przypadku nieprzekazania do CSIRE informacji o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej albo umowy kompleksowej dla danego PPE.

Sprzedawca rezerwowo	Przedsiębiorstwo energetyczne wyznaczone zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt. 1) Ustawy OZE na Sprzedawcę zobowiązanego na obszarze działania ENEA Operator, zapewniające URD przyłączonym do danego systemu elektroenergetycznego sprzedaż rezerwową.
<u>Sprzedawca zobowiązany</u>	<u>Sprzedawca energii elektrycznej, o którym mowa w art. 40 ust. 1 Ustawy OZE, tj. przedsiębiorstwo energetyczne wyznaczone zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt. 1) Ustawy OZE przez Prezesa URE na obszarze działania ENEA Operator (albo w przypadku braku możliwości realizacji obowiązków przez tego sprzedawcę – wyznaczone dla obszaru działania OSP) i zobowiązane do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE, zgodnie z Ustawą OZE.</u>
Stacja ładowania	<p>a) urządzenie budowlane obejmujące punkt ładowania o normalnej mocy lub punkt ładowania o dużej mocy, związane z obiektem budowlanym, lub</p> <p>b) wolnostojący obiekt budowlany z zainstalowanym co najmniej jednym punktem ładowania o normalnej mocy lub punktem ładowania o dużej mocy</p> <p>– 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 Prawo energetyczne, instalacją prowadzącą od punktu ładowania do przyłącza elektroenergetycznego.</p>
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 zaniku zasilania	Stan zaniku zasilania, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 22 SO GL.
Standardowy profil zużycia	<p>Zbiór danych o przeciętnym zużyciu energii elektrycznej w poszczególnych godzinach doby przez grupę odbiorców końcowych:</p> <p>a) nieposiadających urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających rejestrację tych danych,</p> <p>b) o zbliżonej charakterystyce poboru energii elektrycznej,</p> <p>c) zlokalizowanych na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.</p>
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

	<p>stosunek do mocy maksymalnej lub rzeczywistej mocy czynnej w momencie wystąpienia tego odchylenia.</p>
Sterowany odbiór	<p>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.</p>
Sterownik polowy	<p>Terminal polowy, który posiada wbudowane przyciski lub ekran dotykowy do sterowania łącznikami oraz umożliwia wizualizację aktualnego stanu łączników w tym polu.</p>
System elektroenergetyczny	<p>Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.</p>
System informacyjny	<p>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 późniejszymi zmianami).</p>
System IP DSR	<p>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 OSDp w celu wsparcia procesu certyfikacji obiektów redukcji (ORed).</p>
System pomiarowy	<p>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.</p>
System zdalnego odczytu	<p>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.</p>
Średnie napięcie	<p>Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.</p>
Techniczne Standardy Komunikacji Biznesowej	<p>Dokument opracowany przez OIRE na potrzeby funkcjonowania CSIRE, który nie jest elementem IRiESP-OIRE.</p>
TCM	<p>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.</p>
Terminal polowy	<p>Mikroprocesorowe urządzenie posiadające przynajmniej jedno łącze cyfrowe z systemem nadzoru (komputerem nadrzędnym), które realizuje zadania w zakresie obsługi wydzielonego pola elementu systemu elektroenergetycznego</p>

(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.

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

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 RB oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w WDB.

Uczestnik Rynku Detalicznego

Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem Rynku Bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD lub umowę kompleksową ze sprzedawcą posiadającym GUD-k zawartą z OSD.

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 GUD-k zawartą z OSD.

Układ ARNE

Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węzle 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 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 dystrybucyjna	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 2) ustawy Prawo energetyczne.
Umowa kompleksowa	Umowa, na podstawie której odbywa się dostarczanie energii elektrycznej, zawierająca postanowienia umowy sprzedaży i umowy dystrybucyjnej, o której mowa w art. 5 ust. 3 ustawy Prawo energetyczne.
Umowa kompleksowa rezerwowa	Umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej zawarta przez URD ze Sprzedawcą rezerwowym.
Umowa sieciowa	Umowa na podstawie której OSD świadczy usługi dystrybucji energii elektrycznej dla URD, tj. umowa kompleksowa lub umowa dystrybucyjna.
Umowa sprzedaży	Umowa sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w art. 5 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne.
Umowa sprzedaży rezerwowej	Umowa sprzedaży zawarta przez URD ze Sprzedawcą rezerwowym.
Umowa przesyłowa	Umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawarta z OSP.
Uruchomienie produkcyjne CSIRE	Data określona w Ustawie OIRE, od której ENEA Operator rozpoczyna realizację zadań, o których mowa w rozdziale 2d ustawy Prawo energetyczne.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługi bilansujące	Usługi bilansujące w rozumieniu art. 2 pkt 3 EB GL.
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 systemowe	Usługi świadczone na rzecz OSP, niezbędne do zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania KSE, niezawodności

	jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
Ustawa Prawo energetyczne	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu.
Warunki dotyczące bilansowania	dokument opracowany przez OSP na podstawie art. 18 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.) – 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.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej.
Zabezpieczenia	Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce.
Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne	Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.
Zabezpieczenie nadprądowe zwarciove	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 s, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciovych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania z pominięciem wpływu prądów roboczych.

Zagregowane dane pomiarowe	Dane pomiarowe dla zbioru punktów pomiarowych, dla których nie jest możliwe przypisanie ich do danego użytkownika systemu elektroenergetycznego.
Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej	Stan systemu elektroenergetycznego lub jego części, uniemożliwiający zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
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 dystrybucyjnej 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.
Zasób	Moduł wytwarzania energii, w tym instalację odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 3 pkt 20h) ustawy Prawo energetyczne, magazyn energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 10k) ustawy Prawo energetyczne, instalację odbiorczą lub jednostkę odbiorczą, wraz

z przyporządkowanymi im rzeczywistymi miejscami dostarczania energii elektrycznej.

Zastępcze dane pomiarowe


Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku braku możliwości pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu.

Załącznik nr 1

SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH ORAZ MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH I PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- 1.1. Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z zastrzeżeniem pkt. II.4.1.5 – II.4.1.7. IRiESD, oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Przyłączone do sieci jednostki wytwórcze oraz magazyny energii elektrycznej muszą spełniać wymagania zawarte w niniejszym załączniku po ich remoncie lub modernizacji, których zakres obejmuje również urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej nie spełniających tych wymagań.
- 1.2. ENEA Operator określa warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej 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 ENEA Operator.
- 1.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 200 kW przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. ENEA Operator decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.
- 1.6. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.
- 1.7. W zależności od lokalizacji i skali rozwoju energetyki wiatrowej, ENEA Operator może w warunkach przyłączenia do sieci dopuścić odstępstwa od podanych wymagań określonych w niniejszym złączniku.
- 1.8. Jednostki wytwórcze przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny spełniać wymagania techniczne wynikające z:

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 1
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- a) rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016 r.) – NC RfG;
- b) wymogów ogólnego stosowania wynikających z NC RfG.

1.9. 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 zasilania odbiorców.

2.2. W przypadku, gdy w układzie sieci jest możliwa praca wyspowa jednostki wytwórczej, musi ona posiadać dodatkowy łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od pozostałej części sieci dystrybucyjnej.

2.3. ENEA Operator 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.4.5 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.

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 2
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- 3.3. Zabezpieczenia powinny spełnić wymagania zawarte w pkt. 2.4.5.5. IRiESD.
- 3.4. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami o mocy maksymalnej powyżej 200 kW powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- 3.5. ENEA Operator decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej.
- 3.6. W zależności od rodzaju jednostki wytwórczej zabezpieczenia powinny powodować otwarcie łącznika:
- określonego w pkt. 2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
 - określonego w pkt. 2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.
- 3.7. ENEA Operator 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.
- W przypadku jednofazowych jednostek wytwórczych zabezpieczenie do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia, przy obniżeniu lub wzroście napięcia, powinno powodować odłączenie jednostki od sieci dwubiegunowo.
- 3.9. Jednostki wytwórcze przyłączane 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, nie będącymi mikroinstalacjami, przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN, dla zabezpieczeń wielkości pomiarowe powinny być pobierane z sieci nN.
- W przypadku podłączania 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 OSD (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. Jednostki wytwórcze z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączenia elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.
- 3.13. W przypadku zwarcia w jednostce wytwórczej z generatorem asynchronicznym automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z ENEA Operator.
- 3.14. ENEA Operator może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ

- 4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa ENEA Operator w warunkach przyłączenia.
- 4.2. Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek wytwórczych, których moc osiągalna określona na przewód fazowy nie przekracza 4,6 kVA (5 kWp dla jednostek wytwórczych fotowoltaicznych). W pozostałych jednostkach wytwórczych należy stosować urządzenia do kompensacji mocy biernej. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji mocy biernej.
- 4.3. Moc bierną przy generatorach synchronicznych należy regulować przy pomocy wzbudzenia. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji wzbudzenia.
- 4.4. W przypadku generatorów asynchronicznych układ służący do automatycznego bądź ręcznego załączania kondensatorów do kompensacji mocy biernej powinien być tak skonstruowany, aby nie było możliwe załączenie baterii kondensatorów przed dokonaniem rozruchu generatora. Wyłączenie generatora i baterii kondensatorów następuje równocześnie.
- 4.5. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez falowniki sieciowozbudne 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 – $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$,
 - c) różnica kąta fazowego – $\Delta \varphi < \pm 10^\circ$.
- 5.5. ENEA Operator 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 ENEA Operator.
- 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 niniejszym 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 odchyień $\pm 5 \%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe).

- 6.4. Dla miejsc przyłączenia w sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV, SN i nN, zawartość poszczególnych harmonicznnych 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:
- 1,5 % – dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV i wyższym niż 30 kV,
 - 3,0 % – dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,
 - 5,0 % – dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.
- 6.6. Dla jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, w których zastosowany jest przekształtnik sześciopółkowy z wygładzaniem indukcyjnym i nie są stosowane szczególne środki do redukcji wyższych harmonicznnych, powinien być spełniony następujący warunek:

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

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

S_{kV} – moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, 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 P_{it} spowodowanego wahaniami napięcia, przez 95 % czasu, powinien spełniać warunek: $P_{it} \leq 0,6$.
- 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:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} \times 100\% < \frac{3\%}{k}$$

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

S_{kV} – moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej,

- N – liczba przekształtników tyrystorowych o jednakowych lub zbliżonych do siebie mocach znamionowych, współpracujących z jednostką wytwórczą,
- k – współczynnik wynoszący:
- 1 - dla generatorów synchronicznych,
 - 2 - dla generatorów asynchronicznych, które są załączane przy 95 % ÷ 105 % ich prędkości synchronicznej,
 - I_a/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

ENE A Operator 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 IRiESD.

8. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

8.1. Postanowienia ogólne

- 8.1.1. Farmy wiatrowe przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej powinny spełniać ogólne wymagania i procedury przewidziane dla podmiotów określone w pozostałych punktach IRiESD. Przyłączone do sieci dystrybucyjnej farmy wiatrowe muszą spełniać wymagania zawarte w pkt. 8 niniejszego załącznika po ich remoncie lub modernizacji, których zakres obejmuje również urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej nie spełniającej tych wymagań.
- 8.1.2. 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) praca przy zakłóceniach w sieci,
 - f) dotrzymywanie standardów jakości energii elektrycznej,
 - g) elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,
 - h) systemy monitorowania i telekomunikacji,

i) testy sprawdzające.


- 8.1.3. ENEA Operator 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 symulacje komputerowe, na modelu systemu akceptowanym przez odpowiedniego operatora sieci, pokazujące reakcję farmy wiatrowej na zakłócenia sieciowe.
- 8.1.4. 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 IRiESD.
- 8.1.5. Farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia umożliwiające bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.
- 8.1.6. Szczegółowe wymagania dla każdej farmy wiatrowej są określane przez ENEA Operator 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.
- 8.1.7. W celu zapewnienia możliwości wykorzystania farmy wiatrowej w procesie prowadzenia ruchu wymaga się, aby farma wiatrowa była zdolna do zdalnego sterowania zgodnie ze standardami operatora systemu. W ramach systemu zdalnego sterowania z właściwego ośrodka dyspozycji mocy należy zapewnić możliwość:
- a) zadawania maksymalnego, dopuszczalnego obciążenia mocą czynną,
 - b) zmiany mocy biernej (w pełnym, zakresie dopuszczalnych obciążeń mocą bierną farmy wiatrowej),
 - c) wyłączenia całkowitego farmy wiatrowej (oddziaływanie na wyłącznik w torze wprowadzenia mocy z farmy wiatrowej).

W ramach systemu zdalnego sterowania należy zapewnić zmianę trybu regulacji farmy wiatrowej w czasie rzeczywistym.

Zadawane wartości wielkości regulowanych powinno być możliwe w wielkościach bezwzględnych.


ENEA Operator 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.

- 8.1.8. Farma wiatrowa w przypadku niedotrzymania standardów jakości energii określonych w niniejszym załączniku, może zostać wyłączona na polecenie operatora systemu, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

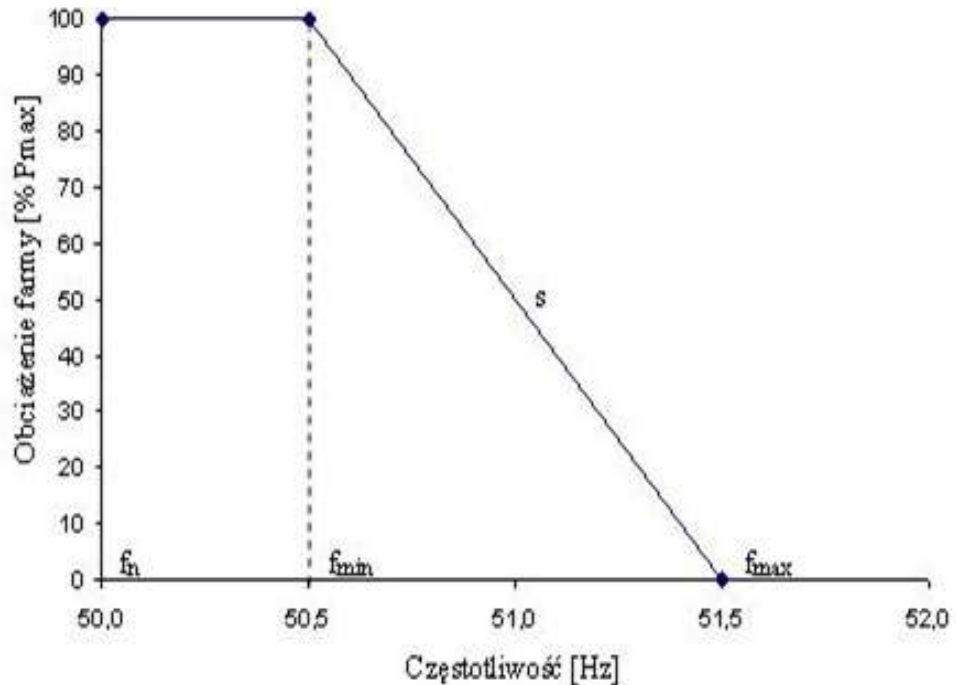
	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 8
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

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 czynnej, umożliwiający pracę w następujących reżimach:
- pracę bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych,
 - ograniczanie maksymalnego dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (wykorzystanie interwencyjne farmy wiatrowej),
 - automatyczną redukcję mocy czynnej przy wzroście częstotliwości,
 - ograniczenia generowanej mocy do wielkości określonej w ekspertyzie lub umowie.
- 8.2.2. W normalnych warunkach pracy systemu i farmy wiatrowej, moc czynna wprowadzana do sieci przez farmę wiatrową nie może przekraczać limitu mocy (z dokładnością $\pm 5\%$) przydzielonego operatywnie przez odpowiedniego operatora systemu i mocy przyłączeniowej określonej w umowie o przyłączenie.
- 8.2.3. W sytuacjach zakłóceń w systemie elektroenergetycznym, wyżej określony gradient zmian obciążenia może być przekroczony przez farmy wiatrowe uczestniczące w regulacji częstotliwości lub w sytuacji, gdy Enea Operator poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej.
- 8.2.4. Farma wiatrowa powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy czynnej umożliwiającą:
- 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. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30 % mocy znamionowej na minutę.
 - ograniczanie maksymalnego dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (wykorzystanie interwencyjne farmy wiatrowej).
Wartość zadanej, w trybie interwencyjnym przez operatora systemu, mocy czynnej powinna być utrzymywana z dokładnością co najmniej $\pm 5\%$ 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.
 - 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

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 9
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

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.



Standardowa charakterystyka statyczna korekcji mocy farmy wiatrowej w funkcji wzrostu częstotliwości $P = f(df)$.

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	(51÷f _{gr}) Hz
f _{gr}	Hz	Maksymalna bezpieczna częstotliwość pracy farmy wiatrowej	51,5	-
P _{max}		Maksymalna moc farmy wiatrowej przy danej prędkości wiatru		-
s	%	Statyzm - względna zmiana częstotliwości do względnej zmiany mocy czynnej	-	Statyzm jest wartością wypadkową (nie ustawialną), zależną od doboru nastaw f _{min} i f _{max} $s = -[(\Delta f/f_n)/(\Delta P/P_n)]$


8.2.5. Zmniejszanie mocy wymagane przy zwwyżce częstotliwości ponad 50,5 Hz powinno być realizowane w pierwszej kolejności poprzez możliwości regulacyjne

poszczególnych turbin wiatrowych, a następnie poprzez wyłączenie poszczególnych pracujących turbin wiatrowych farmy wiatrowej.

- 8.2.6. Określona w pkt. 8.2.4.1) dopuszczalna prędkość zmian obciążenia nie ma zastosowania w przypadku odciążania farmy wiatrowej ze względu na wzrost częstotliwości powyżej 50,5 Hz, zgodnie z charakterystyką statyczną korekcji mocy farmy wiatrowej w funkcji wzrostu częstotliwości $P = f(df)$ oraz w sytuacjach zakłóceń w systemie, w przypadku gdy OSP lub OSD poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej. W takich przypadkach należy zapewnić prędkość redukcji mocy zgodnie z postanowieniami pkt. 8.2.4. 2) - 3).
- 8.2.7. 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 % P_n mocy znamionowej na sekundę w zakresie od 100 % do 40 % mocy generowanej.
- 8.2.8. Operator systemu ma prawo ograniczyć czasowo bez konsekwencji finansowych moc farmy wiatrowej, 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.
- 8.2.9. ENEA Operator 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.
- 8.2.10. W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego odpowiedni operator systemu, może polecić całkowite wyłączenie farmy wiatrowej bez konsekwencji finansowych. ENEA Operator określa w warunkach przyłączenia do sieci wymagania w zakresie przystosowania farmy wiatrowej do zdalnego wyłączenia, monitorowania i transmisji danych.

8.3. Praca farmy wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

- 8.3.1. Farma wiatrowa powinna mieć możliwość pracy w następującym zakresie częstotliwości:
- Przy $49,5 \leq f \leq 50,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy trwałej z mocą znamionową,
 - Przy $48,5 \leq f < 49,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 90 % mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 30 min.,
 - Przy $48,0 \leq f < 48,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 85 % mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 20 min.,

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 11
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- d) Przy $47,5 \leq f < 48,0$ 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 $50,5 < f \leq 51,5$ 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) $105 \text{ kV} \div 123 \text{ kV}$ – dla sieci 110 kV,
- b) $\pm 10 \% U_n$ – dla sieci SN.

8.3.3. Wartości napięcia i częstotliwości podane w powyższych punktach są quasi-stacjonarnymi, z gradientem zmian dla częstotliwości mniejszym niż 0,5 % na minutę, a dla napięcia mniejszym niż 5% na minutę.

8.3.4. Zmniejszanie mocy wymagane przy zwwyżce częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączanie jednostek pracujących w farmie wiatrowej.

8.3.5. ENEA Operator może określić w warunkach przyłączenia farm wiatrowych przystosowanie do udziału w regulacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, poprzez zmianę mocy czynnej funkcji częstotliwości. Wymaganie to dotyczy pełnego zakresu obciążenia farmy wiatrowej.

8.3.6. ENEA Operator, 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, ENEA Operator 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 odstąpienia 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.

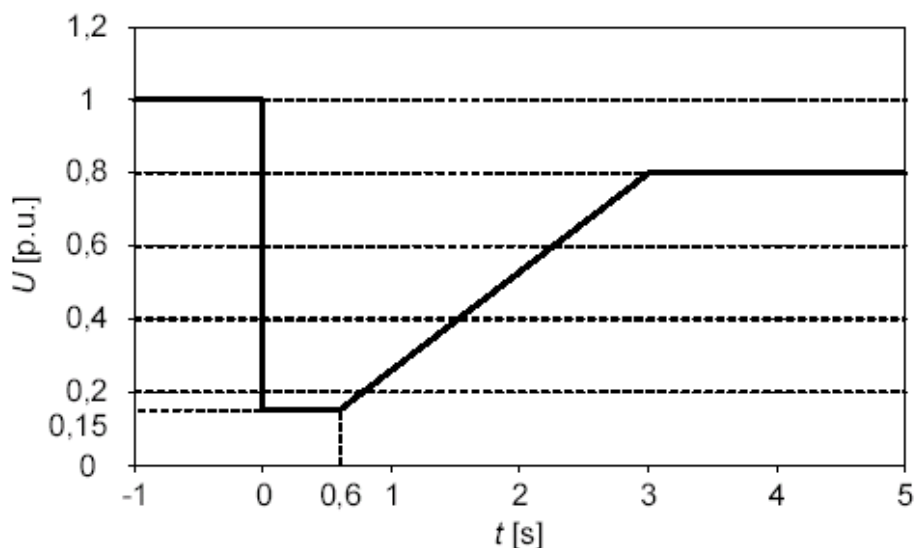
- 8.4.3. Algorytm uruchamiania farmy wiatrowej musi zawierać kontrolę warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci.
- 8.4.4. W przypadku farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV, ENEA Operator musi być poinformowany z 15-minutowym wyprzedzeniem o planowanym uruchomieniu farmy wiatrowej, 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. 8.2.4. 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 oraz posiadać zdolność do pracy w trybie autonomicznym i opcjonalnie do pracy skoordynowanej z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej zainstalowanym w stacji elektroenergetycznej. ENEA Operator w warunkach przyłączenia do sieci określa wymagania w tym zakresie.
- 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 (o charakterze indukcyjnym) do 0,95 (o charakterze pojemnościowym), w pełnym zakresie obciążenia farmy. Przy obciążeniu mocą czynną niższą od mocy osiągalnej P_{OS} należy udostępnić całą dostępną moc bierną poza wymaganym zakresem, zgodnie z możliwościami technicznymi farmy wiatrowej.
- 8.5.4. W zależności od warunków napięciowych w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej do sieci, odpowiedni operator systemu może w trybie operatywnym zmieniać ww. zakres regulacji współczynnika mocy lub wymagać pracy z określonym stałym współczynnikiem mocy.

8.6. Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

- 8.6.1. Farma wiatrowa powinna być przystosowana do utrzymania się w pracy w przypadku wystąpienia zwarć w sieci skutkujących obniżeniem napięcia w miejscu przyłączenia do sieci. Krzywa przedstawiona na rysunku poniżej przedstawia obszar, powyżej którego jednostki wytwórcze farmy wiatrowej nie mogą być wyłączane.



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

- 8.6.2. ENEA Operator może wymagać by farma wiatrowa podczas zakłóceń w systemie produkowała możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych, moc bierną. Wymaganie to określa ENEA Operator w warunkach przyłączenia do sieci lub umowie o przyłączenie.
- 8.6.3. Wymagania w zakresie pracy farmy wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, ENEA Operator 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 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 elektrycznej

- 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 (P_{st}) i długookresowego (P_{lt}) 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 harmonicznymi napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 0,7 % dla sieci 110 kV oraz 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmonicznymi THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od 2 % 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 harmonicznymi napięcia i prądu). Farmy wiatrowe powinny być wyposażone w system teletransmisji danych do odpowiedniego operatora systemu.
- 8.7.7. Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej 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 zwarciovych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie, pracy asynchronicznej farmy oraz innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych.
- 8.8.2. Nastawienia zabezpieczeń farmy wiatrowej powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.
- 8.8.3. Nastawy zabezpieczeń farmy wiatrowej muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci 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 ENEA Operator.

8.9. Monitorowanie 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 ENEA Operator.

8.9.2. Minimalny zakres przekazywanych w trybie czasu rzeczywistego 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 $\cos\varphi$,
- e) średniej dla farmy prędkości wiatru i jego kierunku.

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,
- c) stan łączników po obu stronach transformatora,
- d) stan wyłączników urządzeń kompensacji,
- e) inne dane mogące skutkować wyłączeniem farmy wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.

8.9.4. Jako standardowe wyposażenie farmy wiatrowej powinien być stosowany system monitorowania w czasie rzeczywistym stanu i parametrów pracy, z zapewnieniem przekazywania danych do właściwego operatora systemu.

8.9.5. Właściciel farmy wiatrowej zapewni dostarczanie operatorowi systemu prognozy średniej godzinowej mocy farmy wiatrowej z co najmniej 48 godzinnym wyprzedzeniem i aktualizacją prognozy co 6 godzin. Sposób realizacji tego obowiązku definiuje się w warunkach przyłączenia i uzgadnia na etapie projektu.

8.9.6. 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. ENEA Operator 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 ENEA Operator, określa ENEA Operator na etapie projektowania.
- 8.9.9. W farmie wiatrowej przyłączanej powinny być zainstalowane rejestratory przebiegów zakłóceń. Rejestratory powinny zapewniać rejestrację przebiegów przez 10 s przed zakłóceniem i 60 s po zakłóceniu oraz:
- 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,
 - rejestrować sygnały o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkie sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatyk na wyłączenie, wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór), sygnały załączające od układów SPZ oraz położenie biegunów aparatury łączeniowej.

8.10. Testy sprawdzające


8.10.1. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci dystrybucyjnej jest zobowiązany do przeprowadzenia w okresie pierwszego roku pracy farmy, testów sprawdzających spełnienie wymagań IRiESD. Sposób i zakres przeprowadzenia testów farmy wiatrowej uzgadniany jest z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno nastąpić co najmniej na 6 miesięcy przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej.

8.10.2. Właściciel farmy wiatrowej na co najmniej 2 miesiące przed terminem przyłączenia farmy wiatrowej, przedstawia właściwemu operatorowi systemu szczegółowy program testów, instrukcję układów regulacji oraz inne niezbędne dokumenty. Proces uzgodnień szczegółowego programu testów powinien być zakończony w terminie 30 dni roboczych przed rozpoczęciem testów sprawdzających.

W testach sprawdzających powinna uczestniczyć niezależna firma ekspercka, uzgodniona pomiędzy ENEA Operator 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 jakiegokolwiek prace przy budowie farmy wiatrowej, będące przedmiotem przeprowadzania obiektowych testów sprawdzających.

8.10.3. Testy obejmować powinny w szczególności:

- charakterystyki mocy farmy wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,
- uruchomienia farmy wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i zmian napięcia,
- odstawiania farmy wiatrowej przy prędkości wiatru przekraczającej wartość, przy której osiągana jest moc znamionowa,
- szybkości zmian napięcia przez układ regulacji napięcia,
- działania układu regulacji mocy i częstotliwości,

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 17
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

f) wpływ farmy wiatrowej na jakość energii.

- 8.10.4. ENEA Operator wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie farmy wiatrowej i przeprowadzenie testów.
- 8.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest ENEA Operator w terminie do 6 tygodni po ich zakończeniu.
- 8.10.6. W przypadku gdy przeprowadzone testy wykażą, iż farma wiatrowa nie spełnia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, właściwy operator systemu wyznacza termin na usunięcie nieprawidłowości i powtórne wykonanie testów. W przypadku dalszego nie spełnienia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, operator systemu ma prawo do odłączenia farmy wiatrowej, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

9. DODATKOWE WYMAGANIA DLA MIKROINSTALACJI

9.1. Wymagania techniczne

9.1.1. Wymagania ogólne


- 9.1.1.1. Mikroinstalacja przyłączona do sieci ENEA Operator powinna umożliwiać ENEA Operator monitorowanie i sterowanie jej parametrami w sposób zintegrowany (jedno urządzenie sterujące, tj. falownik lub integrator – w przypadku więcej niż jednego falownika, zapewniające wspólne i jednoczesne sterowanie pracą wszystkich falowników).
- 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. Urządzenie sterujące, o którym mowa w pkt. 9.1.1.1., powinno być wyposażone w port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji SUNSPEC, który umożliwia przyjęcie od ENEA Operator poleceń sterujących. Port wejściowy RS485 powinien być zlokalizowany w miejscu zapewniającym łatwy dostęp dla służb technicznych ENEA Operator.

9.1.2. Wymagania w zakresie regulacji mocy biernej

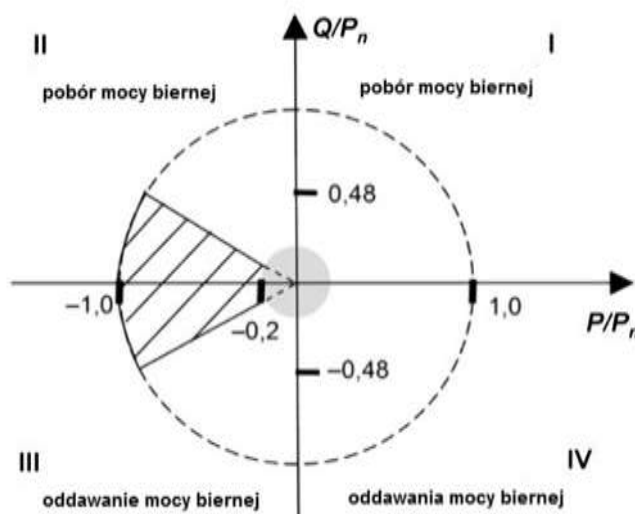
9.1.2.1. Wymagania ogólne:

Mikroinstalacja przyłączona przez falownik ma być zdolna do pracy w normalnych warunkach eksploatacji w paśmie tolerancji napięcia od $0,85 U_n$ do $1,1 U_n$ z następującą mocą bierną:

- a) zgodnie z krzywą charakterystyki zadanej przez ENEA Operator w obrębie współczynników przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu od $\cos \varphi = 0,9_{ind}$ do $\cos \varphi = 0,9_{poj}$, 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.

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 18
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

Wymaganie to przedstawiono na rys. nr 1.



Rys. 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 $\cos \varphi$ (P)), jako tryb alternatywny,
- c) $\cos \varphi$ stałe, nastawiane w granicach od $\cos \varphi = 0,9_{\text{ind}}$ do $\cos \varphi = 0,9_{\text{poj}}$, jako tryb dodatkowy.

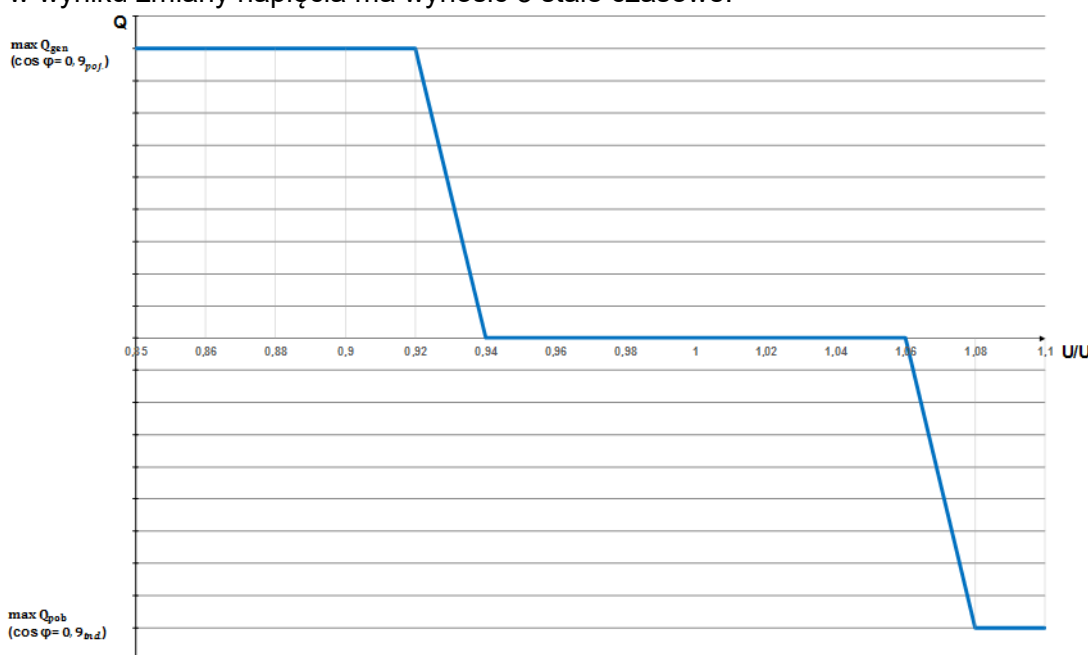
Konfiguracja trybów sterowania oraz ich aktywacja i dezaktywacja ma być możliwa do ustawienia w miejscu zainstalowania urządzenia sterującego. W momencie uruchomienia mikroinstalacji należy ustawić tryb podstawowy zgodny z powyższą lit. a). Zmiana trybu możliwa jest jedynie na polecenie ENEA Operator. 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):

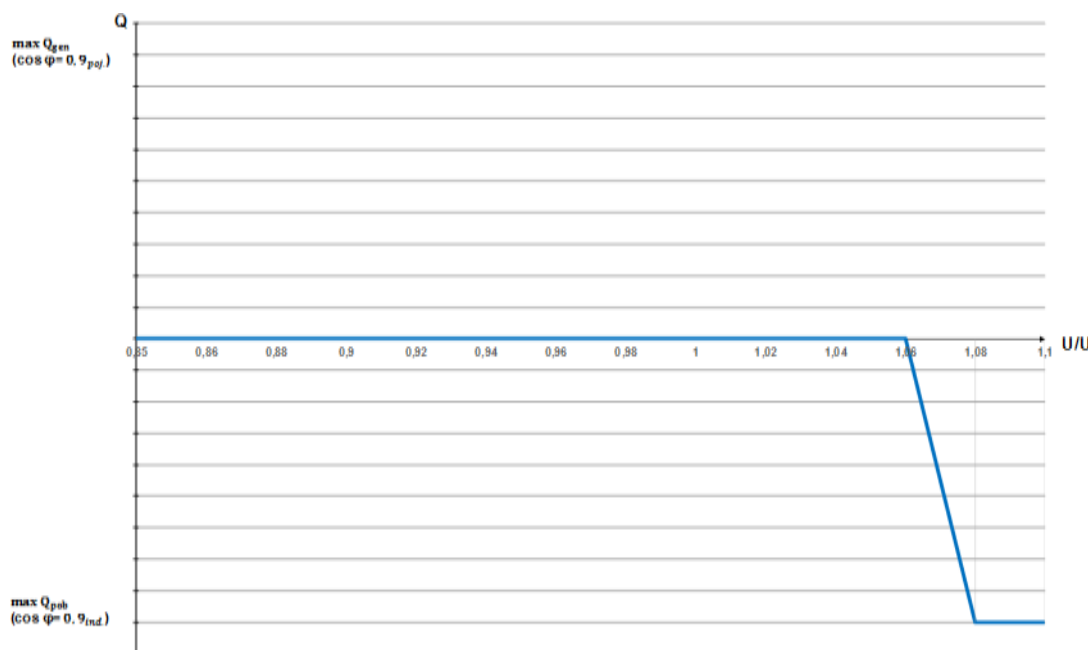
W trybie Q(U) sterowanie odbywa się według krzywych przedstawionych na rys. 2 i 3.

Charakterystyka Q(U) ma być konfigurowalna w celu ewentualnego dostosowania pracy mikroinstalacji do warunków napięciowych w miejscu przyłączenia mikroinstalacji. Zmiana charakterystyki wymaga uzgodnienia między ENEA Operator a właścicielem mikroinstalacji. Dodatkowo, konfigurowalna ma być dynamiczna odpowiedź sterowania, filtr pierwszego rzędu powinien mieć

nastawioną stałą czasową na czas 5 s, a czas do osiągnięcia 95 % nowej nastawy w wyniku zmiany napięcia ma wynosić 3 stałe czasowe.



Rys. 2. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia wymagana przez ENEA Operator

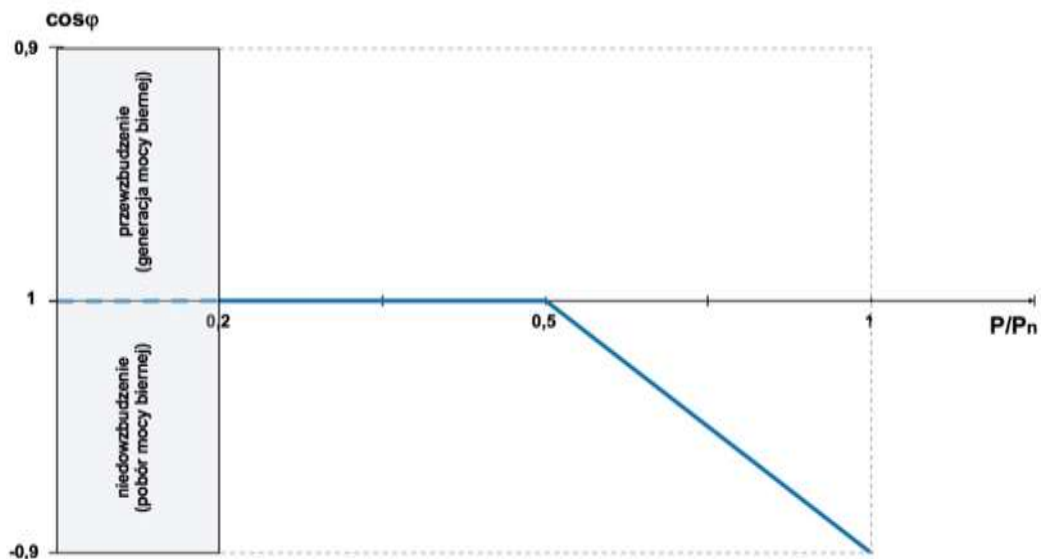


Rys. 3. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia dla mikroinstalacji podłączonych jednofazowo, wymagana przez ENEA Operator

9.1.2.4. Wymagania w zakresie trybu sterowania współczynnikiem przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu w funkcji mocy czynnej generowanej - $\cos \varphi$ (P):

W trybie $\cos \varphi$ (P) sterowanie odbywa się, według krzywej przedstawionej na rys. 4.

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.



Rys. 4. Charakterystyka sterowania współczynnikiem mocy $\cos \varphi$ w funkcji generowanej mocy czynnej wymagana przez ENEA Operator

9.1.3. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w regulację mocy czynnej

9.1.3.1. Mikroinstalacje powinny być wyposażone w port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji SUNSPEC. Inny port wejściowy oraz protokół komunikacji wymaga indywidualnego uzgodnienia z ENEA Operator.

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 $1,08 U_n$. 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 ENEA Operator, mających wpływ na pracę sieci elektroenergetycznej.

9.1.4.2. Wymagane nastawy układu zabezpieczeń:

W tabeli nr 1 przedstawiono wymagane nastawy poszczególnych zabezpieczeń, wchodzących w skład układu zabezpieczeń.

Tabela nr 1. Nastawy układu zabezpieczeń

Funkcja zabezpieczenia		Wymagane nastawienie wartości wyłączającej		Maksymalny czas odłączenia	Minimalny czas zadziałania
U _L N	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 _L L	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 możliwość pracy mikroinstalacji na potrzeby własne instalacji odbiorczej przy zaniku napięcia w sieci OSD. Rozwiązanie takie jest możliwe wyłącznie w przypadku zastosowania w instalacji odbiorczej rozłącznika stwarzającego w sposób automatyczny, na okres braku napięcia w sieci OSD, przerwę izolacyjną pomiędzy instalacją odbiorczą, a siecią OSD.

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, 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.

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 stosowanym zapytaniem do ENEA Operator.

Tabela nr 2. Zbiornicze 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 ENEA Operator	-	-	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 $\cos \varphi (P)$	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 ENEA OPERATOR

10.1. Postanowienia ogólne

10.1.1. Ze względu na charakter magazynów energii elektrycznej pracujących w trybie wytwarzania, należy traktować je jako jednostki wytwarzające energię elektryczną w module parku energii. Stąd też, dla magazynów energii elektrycznej obowiązują wymagania takie same jak dla odpowiednich typów modułów wytwarzania zgodnie z zapisami NC RfG oraz z zapisami wymogów ogólnego stosowania do NC RfG, włącznie z poniższymi, szczegółowymi zapisami w zakresie aktywnej odpowiedzi na odchylenia częstotliwości (tryby: LFSM-O, LFSM-U).

10.2. Aktywna odpowiedź na odchylenia częstotliwości

10.2.1. Odpowiedź mocą na podwyższoną częstotliwość (tryb LFSM-O)

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, powinny być zdolne do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na podwyższoną częstotliwość, analogicznie jak moduły wytwarzania energii typu 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 energii typu 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 obniżyć moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.”


11. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH I FARM FOTOWOLTAICZNYCH

11.1. Zdalne sterowanie farmą wiatrową (interwencyjne)

11.1.1. W celu zapewnienia możliwości wykorzystania farmy wiatrowej w procesie prowadzenia ruchu, wymaga się, aby farma wiatrowa była zdolna do zdalnego sterowania zgodnie ze standardami ENEA Operator. W ramach systemu zdalnego sterowania z właściwego ośrodka dyspozycji mocy należy zapewnić możliwość:

- 1) zadawania maksymalnego, dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (zmiany mocy czynnej),
- 2) zmiany mocy biernej (w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń mocą bierną farmy wiatrowej),
- 3) wyłączenia całkowitego farmy wiatrowej (wyłączenie wyłącznika w torze wprowadzenia mocy farmy wiatrowej).


W ramach systemu zdalnego sterowania należy zapewnić zmianę trybu regulacji farmy wiatrowej w czasie rzeczywistym (on-line).

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 25
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- 11.1.2. Zadawanie wartości wielkości regulowanych powinno być możliwe w wielkościach bezwzględnych. Algorytm systemu sterowania i regulacji farmą wiatrową musi być dostosowany do realizacji tego wymagania.
- 11.1.3. Wymaganie zdalnego sterowania, stosuje się niezależnie od wymogu zapewnienia łączności dyspozytorskiej głosowej zgodnie z IRiESD.
- 11.1.4. ENE A Operator albo OSP mają prawo do wydania polecenia zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy wiatrowej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy wiatrowej, przy czym wszystkie ww. funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane w ramach systemu zdalnego sterowania z poziomu służb dyspozytorskich ENE A Operator. OSP, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), może za pośrednictwem służb dyspozytorskich ENE A Operator wydać polecenie interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy wiatrowej przyłączonej do sieci ENE A Operator.
- 11.2. Zdalne sterowanie farmą fotowoltaiczną (interwencyjne)**
- 11.2.1. ENE A Operator albo OSP mają prawo do wydania polecenia zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy fotowoltaicznej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy fotowoltaicznej poprzez wyłączenie wyłącznika w torze wyprowadzenia mocy farmy fotowoltaicznej, przy czym wymagane funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane w ramach systemu zdalnego sterowania z poziomu służb dyspozytorskich ENE A Operator. OSP może wydać polecenie interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy fotowoltaicznej przyłączonej do sieci ENE A Operator, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), za pośrednictwem służb dyspozytorskich ENE A Operator.
- 11.2.2. Postanowienia dotyczące zdalnego (interwencyjnego) sterowania farmą wiatrową, określone w pkt. 11.1.1. – 11.1.3., stosuje się odpowiednio w odniesieniu do farmy fotowoltaicznej.


Załącznik nr 2

(usunięty)

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 1
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

Załącznik nr 3

(usunięty)

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 1
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	


ISTOTNE POSTANOWIENIA UMÓW O ŚWIADCZENIE USŁUG DYSTRYBUCJI ZAWIERANYCH ZE SPRZEDAWCAMI

Część A


Istotne postanowienia GUD-k

GUD-k zawiera następujące istotne postanowienia:


- I. Postanowienia wstępne:
 1. ENEA Operator i Sprzedawca przyjmują, że podstawę do ustalenia i realizacji warunków GUD-k stanowią w szczególności:
 - 1) IRiESD;
 - 2) WDB;
 - 3) IRiESP-OIRE;
 - 4) Taryfa ENEA Operator.
 2. IRiESD zatwierdzona przez Prezesa URE i ogłoszona w Biuletynie URE stanowi część GUD-k. Dokonane po wejściu w życie GUD-k zmiany IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB zatwierdzone przez Prezesa URE, obowiązują ENEA Operator i Sprzedawcę bez konieczności sporządzania aneksu do GUD-k. W przypadku niezgodności zapisów GUD-k i IRiESD, obowiązują zapisy IRiESD. Nie wyklucza to prawa do rozwiązania GUD-k, zgodnie z GUD-k. Jednocześnie ENEA Operator i Sprzedawca przyjmują, że ENEA Operator powiadomi Sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD-k, o publicznym dostępie do projektu IRiESD lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania. Powiadomienie to nastąpi nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia opublikowania projektu IRiESD lub jej zmian. Nie później niż 3 dni robocze po otrzymaniu decyzji przez ENEA Operator o zatwierdzeniu IRiESD lub jej zmian przez Prezesa URE, ENEA Operator poinformuje o tym Sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD-k.
 3. Warunkiem realizacji zobowiązań ENEA Operator wobec Sprzedawcy wynikających z GUD-k jest jednoczesne obowiązywanie umów:
 - 1) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy ENEA Operator a OSP;
 - 2) kompleksowych zawartych pomiędzy Sprzedawcą a URD;
 - 3) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy ENEA Operator a POB_Z wskazanym przez Sprzedawcę – przez wskazanie POB_Z rozumie się również oznaczenie samego Sprzedawcy jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie;
 - 4) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy wskazanym przez Sprzedawcę POB_Z a OSP;
 - 5) o której mowa w art. 11zg ustawy Prawo energetyczne, zawartej pomiędzy ENEA Operator a OIRE;

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednoczony)	Strona: 1
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- 6) o której mowa w art. 11zg ustawy Prawo energetyczne, zawartej pomiędzy Sprzedawcą a OIRE.
4. ENEA Operator wstrzymuje realizację GUD-k w całości lub w części, jeżeli którakolwiek z umów, o których mowa w pkt. 3, nie obowiązuje lub nie jest realizowana, w zakresie w jakim nie będzie możliwa realizacja GUD-k bez obowiązywania lub realizacji danej umowy.
- II. Przedmiot GUD-k:
1. Na mocy GUD-k ENEA Operator zobowiązuje się wobec Sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, którym Sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej.
2. GUD-k wraz z IRiESD i Taryfą ENEA Operator określa szczegółowe warunki świadczenia przez ENEA Operator usług dystrybucji oraz zasady współpracy ENEA Operator i Sprzedawcy w tym zakresie, w szczególności:
- 1) zasady i terminy zgłaszania przez Sprzedawcę do OIRE umów kompleksowych;
 - 2) zasady obejmowania postanowieniami GUD-k kolejnych URD i zobowiązania ENEA Operator i Sprzedawcy w tym zakresie;
 - 3) zasady wyłączenia z zakresu GUD-k tych URD, z którymi zawarte umowy kompleksowe wygasły lub zostały rozwiązane;
 - 4) wskazanie POB_Z oraz zasady i warunki jego zmiany, w tym umocowanie wskazanego przez Sprzedawcę POB_Z;
 - 5) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów kompleksowych;
 - 6) zasady wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD przez ENEA Operator;
 - 7) zakres, zasady i terminy udostępniania danych dotyczących URD, w tym danych pomiarowych oraz innych niezbędnych do dokonania przez Sprzedawcę rozliczeń za usługę kompleksową;
 - 8) zasady udzielania bonifikat, rozpatrywania reklamacji i wypłaty odszkodowań;
 - 9) obowiązki ENEA Operator i Sprzedawcy w zakresie obsługi URD;
 - 10) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy ENEA Operator i Sprzedawcą;
 - 11) osoby upoważnione do kontaktu oraz ich dane teleadresowe;
 - 12) zasady zabezpieczenia należytego wykonania GUD-k;
 - 13) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.
- III. ENEA Operator zobowiązuje się w szczególności do:
1. przyjmowania od OIRE powiadomień o zawartych umowach kompleksowych;
 2. realizacji czynności niezbędnych do dostarczania energii elektrycznej do URD w związku ze zgłoszonymi przez Sprzedawcę do OIRE i przyjętymi przez ENEA Operator do realizacji umowami kompleksowymi;
 3. dostarczania energii elektrycznej z zachowaniem ciągłości i niezawodności dostaw z uwzględnieniem parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów


	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 2
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- jakościowych obsługi odbiorców określonych w obowiązujących przepisach prawa, do miejsc dostarczania energii elektrycznej określonych w umowach kompleksowych;
4. odbierania i dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci ENEA Operator przez URD będącego prosumentem energii odnawialnej na podstawie umów kompleksowych, o których mowa w pkt. 2;
 5. pozyskiwania lub wyznaczania danych pomiarowych, a także informacji rozliczeniowych GUD-k lub informacji o rozliczeniu dodatkowym zgodnie z IRiESD oraz Taryfą ENEA Operator, a także ich udostępniania OIRE poprzez CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE oraz TSKB;
 6. wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD na zasadach określonych w ustawie Prawo energetyczne oraz IRiESD;
 7. rozpatrywania na zasadach określonych w IRiESD wniosków i reklamacji URD dotyczących świadczonych usług dystrybucji, zgłoszonych przez Sprzedawcę w imieniu URD;
 8. niezwłocznego przekazywania Sprzedawcy informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD-k i umów kompleksowych z URD, w zakresie świadczonych usług dystrybucji;
 9. udzielania Sprzedawcy oraz URD informacji dotyczących świadczonych usług dystrybucji;
 10. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD-k, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa, IRiESD i IRiESP-OIRE;
 11. terminowej zapłaty należności wynikających z GUD-k;
 12. powiadamiania o zmianie Taryfy ENEA Operator oraz IRiESD, poprzez udostępnianie ich w swojej siedzibie oraz publikowania na stronie internetowej ENEA Operator;
 13. przekazania, na dedykowany adres poczty elektronicznej Sprzedawcy, zatwierdzonej Taryfy ENEA Operator, nie później niż w terminie 2 dni roboczych od jej opublikowania w Biuletynie URE;
 14. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD-k;
 15. informowania OIRE o przyłączeniu do sieci ENEA Operator mikroinstalacji URD, w tym informacji o mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji i rodzaju źródła energii.

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 3
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

IV. Sprzedawca zobowiązuje się w szczególności do:

1. zgłaszania do OIRE informacji o zawartych umowach kompleksowych, zmianie danych wskazanych w zgłoszeniu lub o wygaśnięciu lub rozwiązaniu umów kompleksowych, na zasadach określonych w IRiESD, IRiESP-OIRE oraz TSKB; dokonanie zgłoszenia jest równoznaczne z realizacją obowiązku, o którym mowa w pkt. 2.;
2. uwzględnienia w umowach kompleksowych danych zawartych w charakterystyce PP oraz postanowień dotyczących zasad i warunków świadczenia usług dystrybucji;
3. udzielania, na wniosek ENEA Operator, informacji o postanowieniach umów kompleksowych, o których mowa w GUD-k, w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji;
4. terminowego regulowania należności wynikających z GUD-k;
5. ustanowienia, uzupełniania oraz odnawiania zabezpieczenia należytego wykonania GUD-k;
6. przekazywania poprzez CSIRE do ENEA Operator, na zasadach i w terminach określonych w IRiESD, IRiESP-OIRE oraz TSKB, wniosków i reklamacji URD dotyczących świadczonych usług dystrybucji, zgłoszonych przez URD do Sprzedawcy;
7. niezwłocznego, nie później niż w terminach określonych w IRiESD i ustawie Prawo energetyczne, rozpatrywania reklamacji URD i udzielania na nie odpowiedzi URD;
8. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD-k;
9. informowania URD o miejscach uzyskania informacji dotyczących postępowań reklamacyjnych, o których mowa w IRiESD;
10. niezwłocznego przekazywania ENEA Operator informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD-k i świadczonych przez ENEA Operator usług dystrybucji na podstawie umów kompleksowych zawartych przez Sprzedawcę z URD;
11. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD-k, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa, IRiESD i IRiESP-OIRE;
12. niezwłocznego, nie później niż w terminie 5 dni roboczych od ich otrzymania przez Sprzedawcę od URD nie objętego ochroną przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej (zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2021 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła), przekazywania ENEA Operator informacji o danych teleadresowych URD na potrzeby realizacji ww. rozporządzenia: adresie poczty elektronicznej URD oraz numerze telefonu komórkowego URD – poprzez system, o którym mowa w GUD-k albo w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w załączniku do GUD-k;
13. niezwłocznego dokonania odpowiednich zmian w umowie kompleksowej lub dokonania zgłoszenia nowej umowy kompleksowej, w przypadkach stwierdzenia przez ENEA Operator, że URD pobiera energię elektryczną na potrzeby inne, niż określone w umowie kompleksowej lub URD korzysta z grupy taryfowej niezgodnie z kwalifikacją określoną w Taryfie ENEA Operator;

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 4
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

14. zamieszczania w treści umowy kompleksowej z URD, w szczególności:

- 1) zobowiązania URD do przestrzegania zapisów IRiESD oraz Taryfy ENEA Operator;
- 2) informacji dla URD o gromadzeniu i przetwarzaniu ich danych osobowych przez ENEA Operator w zakresie określonym w umowie kompleksowej, w tym w związku z wykonywaniem przez ENEA Operator odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowych, a także kontrolą, modernizacją lub demontażem tych układów;
- 3) zobowiązania URD do umożliwienia upoważnionym przedstawicielom ENEA Operator wykonania kontroli oraz umożliwienia uprawnionym przedstawicielom ENEA Operator dostępu, wraz z niezbędnym sprzętem, do urządzeń oraz układu pomiarowo-rozliczeniowego znajdującego się na terenie lub w obiekcie URD, w celu wykonania prac eksploatacyjnych, usunięcia awarii w sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, odczytu wskazań lub demontażu układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 4) informacji, że rozpoczęcie dostarczania energii elektrycznej następuje z dniem zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego lub podania napięcia – dotyczy URD nowo przyłączonych;
- 5) poinformowania URD, że ENEA Operator ma prawo do wstrzymania lub ograniczenia dostarczania energii elektrycznej przez ENEA Operator, w przypadkach określonych w ustawie Prawo energetyczne i w IRiESD;
- 6) postanowień dotyczących sprzedaży rezerwowej określonych w ustawie Prawo energetyczne i IRiESD.

V. Odniesienie do IRiESD, IRiESP-OIRE, TSKB oraz Taryfy ENEA Operator w zakresie zasad udostępniania danych pomiarowych, informacji rozliczeniowych GUD-k lub informacji o rozliczeniu dodatkowym:


1. Udostępnianie Sprzedawcy danych pomiarowych, informacji rozliczeniowych GUD-k lub informacji o rozliczeniu dodatkowym odbywa się na zasadach i w terminach określonych w IRiESP-OIRE i TSKB.
2. Dane, o których mowa w pkt. 1, udostępnione są Sprzedawcy przez OIRE poprzez CSIRE.

VI. Zasady wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej odbiorcom, w tym odniesienie się do zapisów IRiESD:

1. Wstrzymanie oraz wznowienie dostarczania energii elektrycznej odbywa się na zasadach określonych w ustawie Prawo energetyczne oraz IRiESD.
2. Wymiana informacji w zakresie wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej pomiędzy Sprzedawcą i ENEA Operator odbywa się poprzez CSIRE.

VII. Ograniczenia w wykonaniu postanowień GUD-k:


1. ENEA Operator i Sprzedawca dopuszczają ograniczenie lub wstrzymanie, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji będących przedmiotem GUD-k, w przypadkach:
 - 1) działania siły wyższej albo z winy URD lub osoby trzeciej, za które ENEA Operator i Sprzedawca nie ponosi odpowiedzialności;

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 5
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

- 2) ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej w związku z zagrożeniem życia, zdrowia, mienia lub środowiska;
 - 3) przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, przez czas i na warunkach określonych zgodnie z przepisami prawa;
 - 4) ograniczenia w dostarczaniu mocy i energii elektrycznej wprowadzonymi zgodnie z ustawą Prawo energetyczne wraz z aktami wykonawczymi wydanymi do tej ustawy;
 - 5) wystąpienia zdarzeń upoważniających do ograniczenia lub wstrzymania, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji przewidzianych w ustawie Prawo energetyczne i w IRiESD;
 - 6) zaprzestania, niezależnie od przyczyny, bilansowania handlowego Sprzedawcy przez POB_z, w szczególności w przypadku zawieszenia lub zaprzestania działalności POB_z na RB;
 - 7) nieustanowienia, nieuzupełnienia lub nieodnowienia przez Sprzedawcę na rzecz ENEA Operator zabezpieczenia należytego wykonania GUD-k;
 - 8) niedostępności CSIRE, w tym skutkującym brakiem możliwości przekazywania lub odbierania komunikatu zgodnie z TSKB.
2. Ograniczenie lub wstrzymanie, o których mowa w pkt. 1., możliwe jest tylko w takim zakresie, w jakim zaistnienie danej przyczyny uniemożliwia realizację GUD-k. W szczególności zaistnienie przesłanki określonej w pkt. 1. ppkt. 7) może polegać na wstrzymaniu przyjmowania przez CSIRE nowych zgłoszeń dotyczących zawarcia przez Sprzedawcę umów kompleksowych.
 3. Świadczenie usług dystrybucji będących przedmiotem GUD-k następuje niezwłocznie po ustaniu przyczyn ograniczenia lub wstrzymania, o których mowa w pkt. 1.
 4. Wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej URD będącego prosumentem energii odnawialnej powoduje równocześnie wstrzymanie możliwości dostarczania do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator energii wytworzonej przez tego URD.

VIII. Rozliczenia finansowe i fakturowanie

1. Rozliczenia za świadczone przez ENEA Operator usługi dystrybucji na rzecz URD, którym Sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej, dokonywane są na podstawie stawek opłat i zasad ich stosowania określonych w Taryfie ENEA Operator, z uwzględnieniem udzielonych przez ENEA Operator bonifikat. W relacjach pomiędzy ENEA Operator a Sprzedawcą rozliczenie usługi dystrybucji dla URD będącego prosumentem, ~~lub~~ prosumentem zbiorowym, ~~lub~~ prosumentem wirtualnym, członkiem spółdzielni energetycznej lub członkiem klastra energii, odbywają się na zasadach zawartych w Ustawie OZE.
2. W przypadku zmiany stawek opłat w trakcie okresu rozliczeniowego danego URD, stawki opłat i rozliczenia powinny być przyjmowane zgodnie z Taryfą ENEA Operator obowiązującą w danym okresie zużycia energii elektrycznej. W takim przypadku ENEA Operator udostępnia do rozliczeń dane pomiarowe wyznaczone zgodnie z IRiESD.
3. W każdym przypadku za datę zapłaty uznaje się datę wpływu należności na rachunek bankowy Strony.
4. W przypadku opóźnień w płatnościach, Strony mają prawo naliczyć odsetki określone


	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 6
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

w przepisach prawa za każdy dzień opóźnienia w płatnościach.

5. W przypadku, gdyby którakolwiek ze Stron przestała być czynnym podatnikiem podatku VAT, ma ona obowiązek poinformowania o tym drugą Stronę, pod rygorem odszkodowania.
6. W przypadku opóźnienia w płatnościach w jakiegokolwiek części ponad 14 dni, ENEA Operator w pierwszej kolejności ma prawo do skorzystania z Zabezpieczenia.
7. Opłaty za wznowienie dostarczania energii elektrycznej URD, wstrzymanego na żądanie Sprzedawcy, ponosi Sprzedawca na rzecz ENEA Operator. W innych przypadkach opłaty za wznowienie dostarczania energii elektrycznej ponosi URD na rzecz ENEA Operator.

IX. Zabezpieczenia finansowe:

1. Sprzedawca ma obowiązek ustanowienia, uzupełniania oraz odnawiania na rzecz ENEA Operator zabezpieczenia należytego wykonania GUD-k („Zabezpieczenie”), w tym:
 - 1) Zabezpieczenie ustanawiane jest przez Sprzedawcę bez wezwania ENEA Operator dla każdego PPE.
 - 2) Zabezpieczenie może zostać ustanowione, według wyboru Sprzedawcy, w jednej lub kilku z następujących form:
 - a) kaucji pieniężnej, wpłaconej na rachunek bankowy ENEA Operator,
 - b) nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji bankowej, wystawionej przez bank o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową honorowaną przez ENEA Operator, na poziomie równoważnym BBB lub wyższym,
 - c) nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji ubezpieczeniowej, wystawionej przez ubezpieczyciela o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową honorowaną przez ENEA Operator, na poziomie równoważnym BBB lub wyższym.
 - 3) Wartość Zabezpieczenia określa się dla każdego PPE jako sumę wartości brutto faktur za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej wystawionych przez ENEA Operator w okresie ostatnich dwóch miesięcy z zastrzeżeniem, że dla PPE, dla których ENEA Operator rozpocznie świadczenie usług dystrybucji w ramach zgłoszonej przez Sprzedawcę umowy kompleksowej, wartość Zabezpieczenia określa się na podstawie kwoty ryczałtowej stanowiącej wartość średniej dwumiesięcznej sprzedaży usług dystrybucji na terenie działania ENEA Operator w poprzednim roku kalendarzowym dla danej grupy taryfowej.
 - 4) ENEA Operator ma prawo do skorzystania z Zabezpieczenia ustanowionego przez Sprzedawcę na zaspokojenie roszczeń z tytułu wymagalnych należności wynikających z GUD-k.
 - 5) ENEA Operator może zwolnić z ustanowienia Zabezpieczenia na pisemny wniosek Sprzedawcy, w przypadku gdy:
 - a) Sprzedawca lub podmiot, który posiada bezpośrednio lub pośrednio co najmniej 75 % udziałów albo akcji Sprzedawcy posiada aktualną oceną ratingową na poziomie równoważnym BBB lub wyższym, nadaną przez honorowaną przez ENEA Operator agencję ratingową,

	IRIESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 7
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

- b) Sprzedawca jest sprzedawcą z urzędu lub przedsiębiorstwem energetycznym wykonującym obowiązki sprzedawcy z urzędu na obszarze działania ENEA Operator,
- c) Sprzedawca jest sprzedawcą zobowiązanym na obszarze ENEA Operator o ile Sprzedawca spełnia kryterium terminowości płatności.


X. Postępowanie reklamacyjne i tryb rozstrzygania sporów oraz realizacji obowiązków informacyjnych:

1. Postępowanie reklamacyjne związane z trybem realizacji GUD-k:

- 1) w przypadku powstania sporu przy realizacji postanowień GUD-k, nieobjętych postępowaniem reklamacyjnym zawartym w IRiESD, Strony w pierwszej kolejności podejmą działania zmierzające do polubownego rozwiązania sporu w drodze wzajemnych negocjacji; Strony uznają, że negocjacje zakończyły się bezskutecznie, jeżeli nie uzgodnią sposobu rozwiązania sporu w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia jego pisemnego zgłoszenia drugiej stronie;
- 2) do czasu zakończenia negocjacji określonych w ppkt 1), Strony nie skierują sprawy na drogę postępowania sądowego, chyba że będzie to niezbędne dla zachowania terminu do dochodzenia roszczenia, wynikającego z przepisów prawa;
- 3) zgłoszenie reklamacji, wystąpienie lub istnienie sporu dotyczącego GUD-k albo zgłoszenie wniosku o renegotiacje GUD-k, nie zwalnia Stron z dotrzymania swoich zobowiązań wynikających z GUD-k.


2. Zasady udzielania bonifikat:

- 1) ENEA Operator udziela Sprzedawcy, na zasadach oraz w terminach określonych w IRiESD oraz w Taryfie ENEA Operator bonifikaty z tytułu:
 - a) niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców,
 - b) niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- 2) W przypadku udzielenia URD przez Sprzedawcę bonifikat z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców, ENEA Operator pokrywa koszty udzielonych bonifikat w wysokości określonej na podstawie ilości dni, o którą ENEA Operator przekroczył wynikający z IRiESD termin na udzielenie przez ENEA Operator odpowiedzi Sprzedawcy. W przypadku, gdy przekroczenie terminu po stronie ENEA Operator jest większe niż całkowite przekroczenie terminu udzielenia odpowiedzi przez Sprzedawcę, ENEA Operator pokrywa koszty bonifikat proporcjonalne do przekroczenia terminu odpowiedzi udzielonej URD. Wzajemne rozliczenie dotyczy jedynie przekroczeń terminów realizacji zgłoszeń skierowanych do ENEA Operator przez Sprzedawcę, w przypadku, gdy Sprzedawca nie przekroczy terminu 30 dni kalendarzowych na udzielenie bonifikaty URD.
- 3) W przypadku udzielenia URD przez Sprzedawcę bonifikat z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, ENEA Operator pokrywa koszty udzielonych bonifikat w pełnej wysokości pod warunkiem uprzedniego potwierdzenia przez ENEA Operator niedotrzymania tych parametrów.

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 8
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

XI. Zmiany, renegecje oraz wypowiedzenie GUD-k:

1. Zmiany GUD-k mogą być dokonywane, pod rygorem nieważności, wyłącznie na piśmie w formie aneksu do GUD-k, za wyjątkiem zmian jednoznacznie przywołanych w GUD-k, dla których ustalano, że nie wymagają formy aneksu.
2. Jeżeli którekolwiek z postanowień GUD-k uznane zostanie za nieważne na mocy prawomocnego wyroku sądu lub ostatecznej decyzji innego uprawnionego do tego organu władzy publicznej, pozostaje to bez wpływu na ważność pozostałych postanowień GUD-k. W takim przypadku Strony niezwłocznie podejmą negocjacje w celu zastąpienia postanowień nieważnych innymi postanowieniami, które będą realizować możliwie zbliżony cel.
3. Postanowienia pkt. 2 stosuje się również, jeżeli po zawarciu GUD-k wejdą w życie przepisy, na skutek których jakiegokolwiek z postanowień GUD-k stanie się nieważne.
4. W przypadku zmian w zakresie stanu prawnego lub faktycznego mających związek z postanowieniami GUD-k, Strony zobowiązują się do podjęcia w dobrej wierze jej renegecji pod kątem dostosowania GUD-k do nowych okoliczności.
5. Jeśli Sprzedawca nie zgadza się ze zmianami wprowadzonymi w IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB, wówczas ma prawo wypowiedzenia GUD-k, przy czym oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-k powinno zostać złożone w terminie 10 dni kalendarzowych od dnia opublikowania w Biuletynie URE zmian IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB. Jeżeli oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-k zostanie złożone ENEA Operator najpóźniej na 2 dni robocze przed dniem wejścia w życie zmienionej IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB, to w takim przypadku wypowiedzenie GUD-k następuje ze skutkiem na dzień poprzedzający wejście w życie zmienionej IRiESD lub IRiESP-OIRE lub zmienionych WDB. Jeżeli natomiast oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-k zostanie złożone ENEA Operator w terminie późniejszym, ale z zachowaniem powyższego 10-dniowego terminu, to wypowiedzenie GUD-k następuje ze skutkiem w drugim dniu roboczym po dniu złożenia oświadczenia o wypowiedzeniu. W takim przypadku od dnia wejścia w życie zmienionej IRiESD lub IRiESP-OIRE lub zmienionych WDB do dnia wypowiedzenia GUD-k obowiązują postanowienia nowej IRiESD lub IRiESP-OIRE lub nowych WDB.
6. Każda ze Stron ma prawo wypowiedzieć GUD-k z zachowaniem trzymiesięcznego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego. Wypowiedzenie wymaga dla swej skuteczności zachowania formy pisemnej zawiadomienia drugiej Strony. Strony dopuszczają możliwość rozwiązania GUD-k w innym, wzajemnie uzgodnionym terminie.
7. Każda ze Stron ma również prawo rozwiązania GUD-k z zachowaniem jednomiesięcznego okresu wypowiedzenia, w przypadkach:
 - 1) istotnego zawinionego naruszenia przez drugą Stronę warunków GUD-k, jeśli przyczyny i skutki naruszenia nie zostały usunięte w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania pisemnego zgłoszenia żądania ich usunięcia zawierającego:
 - a) stwierdzenie przyczyny uzasadniającej wypowiedzenie GUD-k,
 - b) określenie istotnych szczegółów naruszenia;
 - 2) niewypłacalności drugiej Strony lub rozpoczęcia przez właściwy sąd postępowania o wykreślenie Strony z rejestru wobec przeprowadzenia postępowania

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 9
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

likwidacyjnego.

Prawo rozwiązania GUD-k o którym mowa w niniejszym punkcie, nie przysługuje Stronie, która poprzez swoje umyślne działanie spowodowała istotne naruszenie postanowień GUD-k. Za istotne naruszenie warunków GUD-k przez Sprzedawcę uważa się w szczególności:


- a) ustalenie treści umowy kompleksowej zawieranej z URD z naruszeniem GUD-k (w szczególności WUD lub WUD-P) lub wymogów wynikających z przepisów powszechnie obowiązujących,
 - b) wystąpienie opóźnienia w regulowaniu wynikających z GUD-k należności ENEA Operator przekraczających 30 dni kalendarzowych.
8. ENEA Operator ma prawo, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, niezależnie od ograniczenia lub wstrzymania świadczenia usług będących przedmiotem GUD-k, do rozwiązania GUD-k ze skutkiem natychmiastowym w przypadku:
- 1) cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji przywołanej w GUD-k, niezbędnej do zawarcia i realizacji GUD-k;
 - 2) braku POB_z Sprzedawcy;
 - 3) nieustanowienia, nieuzupełnienia oraz nieodnowienia przez Sprzedawcę zabezpieczeń finansowych.
9. Sprzedawca ma prawo do rozwiązania GUD-k ze skutkiem natychmiastowym w przypadku cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji ENEA Operator na dystrybucję energii elektrycznej lub niewyznaczenia ENEA Operator na operatora systemu dystrybucyjnego.
10. Oświadczenie Strony o wypowiedzeniu lub rozwiązaniu GUD-k powinno być pod rygorem nieważności złożone drugiej Stronie na piśmie na adres wskazany w Załączniku do GUD-k.

XII. Zasady sprzedaży rezerwowej:

Zasady sprzedaży rezerwowej na podstawie umowy kompleksowej rezerwowej zawarte są w IRiESD i IRiESP-OIRE.

XIII. Postanowienia końcowe:


1. Prawem właściwym dla GUD-k jest prawo polskie.
2. Wszelkie spory pomiędzy ENEA Operator a Sprzedawcą wynikające z GUD-k będą rozpoznawane przez sąd zgodnie z właściwością ogólną.
3. GUD-k jest sporządzona w języku polskim.

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 10
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

Część B**Istotne postanowienia GUD**

GUD zawiera następujące istotne postanowienia:

- I. Postanowienia wstępne:
 1. ENEA Operator i Sprzedawca przyjmują, że podstawę do ustalenia i realizacji warunków GUD stanowią w szczególności:
 - 1) IRiESD;
 - 2) WDB;
 - 3) IRiESP-OIRE;
 - 4) Taryfa ENEA Operator.
 2. IRiESD zatwierdzona przez Prezesa URE i ogłoszona w Biuletynie URE stanowi część GUD. Dokonane po wejściu w życie GUD zmiany IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB zatwierdzone przez Prezesa URE, obowiązują ENEA Operator i Sprzedawcę bez konieczności sporządzania aneksu do GUD. W przypadku niezgodności zapisów GUD i IRiESD, obowiązują zapisy IRiESD. Nie wyklucza to prawa do rozwiązania GUD, zgodnie z GUD. Jednocześnie ENEA Operator i Sprzedawca przyjmują, że ENEA Operator powiadomi Sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD, o publicznym dostępie do projektu IRiESD lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania. Powiadomienie to nastąpi nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia opublikowania projektu IRiESD lub jej zmian. Nie później niż 3 dni robocze po otrzymaniu decyzji przez ENEA Operator o zatwierdzeniu IRiESD lub jej zmian przez Prezesa URE, ENEA Operator poinformuje o tym Sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD.
 3. Warunkiem realizacji zobowiązań ENEA Operator wobec Sprzedawcy wynikających z GUD jest jednoczesne obowiązywanie umów:
 - 1) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy ENEA Operator a OSP;
 - 2) o świadczenie usług dystrybucji zawartych pomiędzy ENEA Operator a URD;
 - 3) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy ENEA Operator a POB_Z wskazanym przez Sprzedawcę – przez wskazanie POB_Z rozumie się również oznaczenie samego Sprzedawcy jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie;
 - 4) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy wskazanym przez Sprzedawcę POB_Z a OSP;
 - 5) o której mowa w art. 11zg ustawy Prawo energetyczne, zawartej pomiędzy ENEA Operator a OIRE;
 - 6) o której mowa w art. 11zg ustawy Prawo energetyczne, zawartej pomiędzy Sprzedawcą a OIRE.
 4. ENEA Operator wstrzymuje realizację GUD w całości lub w części, jeżeli którakolwiek z umów, o których mowa w pkt. 3, nie obowiązuje lub nie jest realizowana, w zakresie w jakim nie będzie możliwa realizacja GUD bez obowiązywania lub realizacji danej umowy.


	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 11
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

II. Przedmiot GUD:


1. Na mocy GUD ENEA Operator zobowiązuje się wobec Sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, w przypadku:
 - 1) sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży – dotyczy energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator;
 - 2) zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży – dotyczy energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator.
2. GUD wraz z IRiESD i Taryfą ENEA Operator określa szczegółowe warunki świadczenia przez ENEA Operator usług dystrybucji oraz zasady współpracy ENEA Operator i Sprzedawcy w tym zakresie, w szczególności:
 - 1) zasady i terminy zgłaszania przez Sprzedawcę do OIRE umów sprzedaży;
 - 2) zasady obejmowania postanowieniami GUD kolejnych URD i zobowiązania ENEA Operator i Sprzedawcy w tym zakresie;
 - 3) zasady wyłączenia z zakresu GUD tych URD, z którymi zawarte umowy sprzedaży lub umowy o świadczenie usług dystrybucji wygasły lub zostały rozwiązane;
 - 4) wskazanie POB_Z oraz zasady i warunki jego zmiany, w tym umocowanie wskazanego przez Sprzedawcę POB_Z;
 - 5) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów sprzedaży;
 - 6) zasady wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD przez ENEA Operator;
 - 7) zakres, zasady i terminy udostępniania danych pomiarowych URD;
 - 8) osoby upoważnione do kontaktu oraz ich dane teleadresowe;
 - 9) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

III. ENEA Operator zobowiązuje się w szczególności do:

1. przyjmowania od OIRE powiadomień o zawartych umowach sprzedaży;
2. realizacji czynności niezbędnych do dostarczania energii elektrycznej do URD w związku ze zgłoszonymi przez Sprzedawcę do OIRE i przyjętymi przez ENEA Operator do realizacji umowami sprzedaży;
3. dystrybucji energii elektrycznej wprowadzonej do sieci ENEA Operator przez URD posiadającego moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej;
4. pozyskiwania lub wyznaczania danych pomiarowych zgodnie z IRiESD, a także ich udostępniania OIRE poprzez CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE oraz TSKB;
5. wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD na zasadach określonych w ustawie Prawo energetyczne oraz IRiESD;
6. niezwłocznego przekazywania Sprzedawcy informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD;
7. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa, IRiESD i IRiESP-OIRE;

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 12
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

8. powiadamiania o zmianie IRiESD poprzez udostępnianie ich w swojej siedzibie oraz publikowania na stronie internetowej ENEA Operator;
 9. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD.
- IV. Sprzedawca zobowiązuje się w szczególności do:
1. zgłaszania do OIRE informacji o zawartych umowach sprzedaży, zmianie danych wskazanych w zgłoszeniu lub o wygaśnięciu lub rozwiązaniu umów sprzedaży, na zasadach określonych w IRiESD, IRiESP-OIRE oraz TSKB;
 2. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD;
 3. niezwłocznego przekazywania ENEA Operator informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD;
 4. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa, IRiESD i IRiESP-OIRE.
- V. Odniesienie do IRiESD, IRiESP-OIRE oraz TSKB w zakresie zasad udostępniania danych pomiarowych:
1. Udostępnianie Sprzedawcy danych pomiarowych odbywa się na zasadach i w terminach określonych w IRiESP-OIRE i TSKB.
 2. Dane, o których mowa w pkt. 1, udostępnione są Sprzedawcy przez OIRE poprzez CSIRE.
- VI. Zasady wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej odbiorcom, w tym odniesienie się do zapisów IRiESD:
1. Wstrzymanie oraz wznowienie dostarczania energii elektrycznej odbywa się na zasadach określonych w ustawie Prawo energetyczne oraz IRiESD.
 2. Wymiana informacji w zakresie wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej pomiędzy Sprzedawcą a ENEA Operator odbywa się poprzez CSIRE.
- VII. Ograniczenia w wykonaniu postanowień GUD:
1. ENEA Operator i Sprzedawca dopuszczają ograniczenie lub wstrzymanie, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji będących przedmiotem GUD, w przypadkach:
 - 1) działania siły wyższej albo z winy URD lub osoby trzeciej, za które ENEA Operator i Sprzedawca nie ponosi odpowiedzialności;
 - 2) ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej w związku z zagrożeniem życia, zdrowia, mienia lub środowiska;
 - 3) przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, przez czas i na warunkach określonych zgodnie z przepisami prawa;
 - 4) ograniczenia w dostarczaniu mocy i energii elektrycznej wprowadzonymi zgodnie z ustawą Prawo energetyczne wraz z aktami wykonawczymi wydanymi do tej ustawy;
 - 5) wystąpienia zdarzeń upoważniających do ograniczenia lub wstrzymania, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji przewidzianych w ustawie Prawo energetyczne i w IRiESD;

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 13
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	


- 6) zaprzestania, niezależnie od przyczyny, bilansowania handlowego Sprzedawcy przez POB_Z, w szczególności w przypadku zawieszenia lub zaprzestania działalności POB_Z na RB;
 - 7) niedostępności CSIRE, w tym skutkującym brakiem możliwości przekazywania lub odbierania komunikatu zgodnie z TSKB.
2. Ograniczenie lub wstrzymanie, o których mowa w pkt. 1, możliwe jest tylko w takim zakresie, w jakim zaistnienie danej przyczyny uniemożliwia realizację GUD.
 3. Świadczenie usług dystrybucji będących przedmiotem GUD następuje niezwłocznie po ustaniu przyczyn ograniczenia lub wstrzymania, o których mowa w pkt. 1.
 4. Wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej URD posiadającego moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej powoduje równocześnie wstrzymanie możliwości wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator.

VIII. Postępowanie reklamacyjne i tryb rozstrzygania sporów oraz realizacji obowiązków informacyjnych:

1. Postępowanie reklamacyjne związane z trybem realizacji GUD:
 - 1) w przypadku powstania sporu przy realizacji postanowień GUD, nieobjętych postępowaniem reklamacyjnym zawartym w IRiESD, Strony w pierwszej kolejności podejmą działania zmierzające do polubownego rozwiązania sporu w drodze wzajemnych negocjacji; Strony uznają, że negocjacje zakończyły się bezskutecznie, jeżeli nie uzgodnią sposobu rozwiązania sporu w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia jego pisemnego zgłoszenia drugiej stronie;
 - 2) do czasu zakończenia negocjacji określonych w ppkt 1), Strony nie skierują sprawy na drogę postępowania sądowego, chyba że będzie to niezbędne dla zachowania terminu do dochodzenia roszczenia, wynikającego z przepisów prawa;
 - 3) zgłoszenie reklamacji, wystąpienie lub istnienie sporu dotyczącego GUD albo zgłoszenie wniosku o renegecjację GUD, nie zwalnia Stron z dotrzymania swoich zobowiązań wynikających z GUD.


IX. Zmiany, renegecjacje oraz wypowiedzenie GUD:

1. Zmiany GUD mogą być dokonywane, pod rygorem nieważności, wyłącznie na piśmie w formie aneksu do GUD, za wyjątkiem zmian jednoznacznie przywołanych w GUD, dla których ustalano, że nie wymagają formy aneksu.
2. Jeżeli którekolwiek z postanowień GUD uznane zostanie za nieważne na mocy prawomocnego wyroku sądu lub ostatecznej decyzji innego uprawnionego do tego organu władzy publicznej, pozostaje to bez wpływu na ważność pozostałych postanowień GUD. W takim przypadku Strony niezwłocznie podejmą negocjacje w celu zastąpienia postanowień nieważnych innymi postanowieniami, które będą realizować możliwie zbliżony cel.
3. Postanowienia pkt. 2 stosuje się również, jeżeli po zawarciu GUD wejdą w życie przepisy, na skutek których jakiegokolwiek z postanowień GUD stanie się nieważne.
4. W przypadku zmian w zakresie stanu prawnego lub faktycznego mających związek z postanowieniami GUD, Strony zobowiązują się do podjęcia w dobrej wierze jej renegecjacji pod kątem dostosowania GUD do nowych okoliczności.

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 14
	obowiązuje od 19 października 2026 r.	

5. Jeśli Sprzedawca nie zgadza się ze zmianami wprowadzonymi w IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB, wówczas ma prawo wypowiedzenia GUD, przy czym oświadczenie o wypowiedzeniu GUD powinno zostać złożone w terminie 10 dni kalendarzowych od dnia opublikowania w Biuletynie URE zmian IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB. Jeżeli oświadczenie o wypowiedzeniu GUD zostanie złożone ENEA Operator najpóźniej na 2 dni robocze przed dniem wejścia w życie zmienionej IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB, to w takim przypadku wypowiedzenie GUD następuje ze skutkiem na dzień poprzedzający wejście w życie zmienionej IRiESD lub IRiESP-OIRE lub zmienionych WDB. Jeżeli natomiast oświadczenie o wypowiedzeniu GUD zostanie złożone ENEA Operator w terminie późniejszym, ale z zachowaniem powyższego 10-dniowego terminu, to wypowiedzenie GUD następuje ze skutkiem w drugim dniu roboczym po dniu złożenia oświadczenia o wypowiedzeniu. W takim przypadku od dnia wejścia w życie zmienionej IRiESD lub IRiESP-OIRE lub zmienionych WDB do dnia wypowiedzenia GUD obowiązują postanowienia nowej IRiESD lub IRiESP-OIRE lub nowych WDB.
 6. Każda ze Stron ma prawo wypowiedzieć GUD z zachowaniem trzymiesięcznego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego. Wypowiedzenie wymaga dla swej skuteczności zachowania formy pisemnej zawiadomienia drugiej Strony. Strony dopuszczają możliwość rozwiązania GUD w innym, wzajemnie uzgodnionym terminie.
 7. Każda ze Stron ma również prawo rozwiązania GUD z zachowaniem jednomiesięcznego okresu wypowiedzenia, w przypadkach istotnego zawinionego naruszenia przez drugą Stronę warunków GUD, jeśli przyczyny i skutki naruszenia nie zostały usunięte w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania pisemnego zgłoszenia żądania ich usunięcia zawierającego:
 - 1) stwierdzenie przyczyny uzasadniającej wypowiedzenie GUD,
 - 2) określenie istotnych szczegółów naruszenia.


Prawo rozwiązania GUD, o którym mowa w niniejszym punkcie, nie przysługuje Stronie, która poprzez swoje umyślne działanie spowodowała istotne naruszenie postanowień GUD.
 8. ENEA Operator ma prawo, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, niezależnie od ograniczenia lub wstrzymania świadczenia usług będących przedmiotem GUD, do rozwiązania GUD ze skutkiem natychmiastowym w przypadku:
 - 1) cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji przywołanej w GUD, niezbędnej do zawarcia i realizacji GUD;
 - 2) braku POBz Sprzedawcy.
 9. Sprzedawca ma prawo do rozwiązania GUD ze skutkiem natychmiastowym w przypadku cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji ENEA Operator na dystrybucję energii elektrycznej lub niewyznaczenia ENEA Operator na operatora systemu dystrybucyjnego.
 10. Oświadczenie Strony o wypowiedzeniu lub rozwiązaniu GUD powinno być pod rygorem nieważności złożone drugiej Stronie na piśmie na adres wskazany w Załączniku do GUD.
- X. Zasady sprzedaży rezerwowej:

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 15
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	

Zasady sprzedaży rezerwowej na podstawie umowy sprzedaży rezerwowej zawarte są w IRiESD i IRiESP-OIRE.

XI. Postanowienia końcowe:

1. Prawem właściwym dla GUD jest prawo polskie.
2. Wszelkie spory pomiędzy ENEA Operator a Sprzedawcą wynikające z GUD będą rozpoznawane przez sąd zgodnie z właściwością ogólną.
3. GUD jest sporządzona w języku polskim.

	IRiESD – wersja 2.3. (tekst ujednolicony)	Strona: 16
	<i>obowiązuje od 19 października 2026 r.</i>	