

**PGE Energetyka Kolejowa Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie**



**INSTRUKCJA  
RUCHU I EKSPLOATACJI  
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

**Cześć ogólna**

***Tekst obowiązujący od dnia: 19.06.2024r.***

## Spis treści

	<b>Cześć ogólna.....</b>	<b>1</b>
<b>I.A.</b>	<b>Postanowienia ogólne .....</b>	<b>6</b>
<b>I.B.</b>	<b>Podstawy prawne opracowania IRiESD .....</b>	<b>6</b>
<b>I.C.</b>	<b>Zakres przedmiotowy i podmiotowy IRiESD oraz struktura IRiESD .....</b>	<b>7</b>
<b>I.C.1.</b>	<b>Zakres zagadnień podlegający uregulowaniu w IRiESD oraz struktura IRiESD ...</b>	<b>7</b>
<b>I.C.2.</b>	<b>Podmioty zobowiązane do stosowania IRiESD.....</b>	<b>9</b>
<b>I.D.</b>	<b>Wejście w życie IRiESD oraz tryb dokonywania i wprowadzania zmian IRiESD .</b>	<b>9</b>
<b>I.D.1.</b>	<b>Wejście w życie IRiESD.....</b>	<b>9</b>
<b>I.D.2.</b>	<b>Tryb dokonywania i wprowadzania zmian IRiESD.....</b>	<b>10</b>
<b>I.E.</b>	<b>Współpraca z OSP .....</b>	<b>11</b>
	<b>Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.....</b>	<b>12</b>
<b>I.</b>	<b>Postanowienia ogólne .....</b>	<b>13</b>
<b>II.</b>	<b>Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej urządzeń wytwórczych, magazynów energii, sieci, urządzeń odbiorców końcowych .....</b>	<b>15</b>
<b>II.1.</b>	<b>Zasady przyłączania .....</b>	<b>15</b>
<b>II.2.</b>	<b>Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych operatorów systemów dystrybucyjnych .....</b>	<b>29</b>
<b>II.3.</b>	<b>Zasady odłączania, wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej.....</b>	<b>30</b>
<b>II.4.</b>	<b>Wymagania techniczne dla urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców, połączeń międzysystemowych, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych i urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego.....</b>	<b>34</b>
<b>II.5.</b>	<b>Dane przekazywane do OSD przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej w tym odbiorców pobierających energię elektryczną z Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSD .....</b>	<b>55</b>
<b>II.6.</b>	<b>Zasady pobierania energii elektrycznej prądu stałego .....</b>	<b>56</b>
<b>III.</b>	<b>Warunki korzystania z sieci dystrybucyjnej.....</b>	<b>56</b>
<b>III.1.</b>	<b>Charakterystyka korzystania z sieci elektroenergetycznych .....</b>	<b>56</b>
<b>III.2.</b>	<b>Warunki świadczenia przez OSD usług dystrybucji energii elektrycznej .....</b>	<b>57</b>
<b>III.3.</b>	<b>Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu.....</b>	<b>57</b>
<b>IV.</b>	<b>Eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci .....</b>	<b>59</b>

<b>IV.1.</b>	<b>Przepisy ogólne .....</b>	<b>59</b>
<b>IV.2.</b>	<b>Przyjmowanie urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji .....</b>	<b>60</b>
<b>IV.3.</b>	<b>Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji .....</b>	<b>60</b>
<b>IV.4.</b>	<b>Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorami systemów dystrybucyjnych .....</b>	<b>61</b>
<b>IV.5.</b>	<b>Dokumentacja techniczna i prawna .....</b>	<b>61</b>
<b>IV.6.</b>	<b>Rezerwa urządzeń i części zapasowych .....</b>	<b>62</b>
<b>IV.7.</b>	<b>Wymiana informacji eksploatacyjnych.....</b>	<b>63</b>
<b>IV.8.</b>	<b>Ochrona środowiska naturalnego .....</b>	<b>63</b>
<b>IV.9.</b>	<b>Ochrona przeciwpożarowa.....</b>	<b>63</b>
<b>IV.10.</b>	<b>Planowanie prac eksploatacyjnych .....</b>	<b>63</b>
<b>IV.11.</b>	<b>Warunki bezpiecznego wykonywania prac.....</b>	<b>64</b>
<b>V.</b>	<b>Prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej OSD .....</b>	<b>64</b>
<b>V.1.</b>	<b>Obowiązki OSD .....</b>	<b>64</b>
<b>V.2.</b>	<b>Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich operatora systemu dystrybucyjnego .....</b>	<b>65</b>
<b>V.3.</b>	<b>Planowanie produkcji energii elektrycznej .....</b>	<b>66</b>
<b>V.4.</b>	<b>Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną .....</b>	<b>66</b>
<b>V.5.</b>	<b>Programy pracy sieci dystrybucyjnej .....</b>	<b>66</b>
<b>V.6.</b>	<b>Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej .....</b>	<b>67</b>
<b>V.7.</b>	<b>Programy łączeniowe .....</b>	<b>67</b>
<b>V.8.</b>	<b>Zasady dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.....</b>	<b>67</b>
<b>VI.</b>	<b>Współpraca OSD z innymi operatorami i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami oraz operatorami a użytkownikami systemu .....</b>	<b>69</b>
<b>VII.</b>	<b>Wymiana informacji pomiędzy OSD i użytkownikami systemu.....</b>	<b>70</b>
<b>VII.1.</b>	<b>Dane przekazywane do OSD przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej.....</b>	<b>70</b>
<b>VII.2.</b>	<b>Informacje udostępniane przez OSD .....</b>	<b>71</b>
<b>VIII.</b>	<b>Warunki i sposób planowania rozwoju i współpracy w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV z siecią przesyłową.....</b>	<b>73</b>
<b>VIII.1.</b>	<b>Postanowienia ogólne.....</b>	<b>73</b>
<b>VIII.2.</b>	<b>Zakres pozyskiwania i aktualizacji danych i informacji.....</b>	<b>73</b>
<b>IX.</b>	<b>Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego .....</b>	<b>75</b>
<b>IX.1.</b>	<b>Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, awaria sieciowa i awaria w systemie .....</b>	<b>75</b>
<b>IX.2.</b>	<b>Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej .....</b>	<b>76</b>
<b>IX.3.</b>	<b>Wprowadzanie przerw oraz ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.....</b>	<b>76</b>
<b>X.</b>	<b>Standardy techniczne i bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej OSD .....</b>	<b>85</b>
<b>XI.</b>	<b>Parametry jakościowe energii elektrycznej.....</b>	<b>86</b>
<b>XI.1.</b>	<b>Parametry jakościowe energii elektrycznej w warunkach normalnych pracy sieci .....</b>	<b>86</b>

.....	86
<b>XII. Wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej .....</b>	<b>88</b>
<b>Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi .....</b>	<b>91</b>
<b>A. Postanowienia wstępne .....</b>	<b>92</b>
<b>A.1. Uwarunkowania formalno-prawne.....</b>	<b>92</b>
<b>A.2. Zakres przedmiotowy i podmiotowy .....</b>	<b>93</b>
<b>A.3. Ogólne zasady funkcjonowania rynku bilansującego i detalicznego .....</b>	<b>94</b>
<b>A.4. Warunki realizacji umów sprzedaży oraz umów kompleksowych i uczestnictwa w procesie bilansowania .....</b>	<b>96</b>
<b>A.5. Zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych .....</b>	<b>101</b>
<b>A.6. Zasady współpracy OSD w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym.....</b>	<b>105</b>
<b>A.7. Zasady sprzedaży rezerwowej dla URD, którzy mają zawarte umowy kompleksowe.....</b>	<b>107</b>
<b>A.8. Zasady rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej dla URD, którzy mają zawarte umowy dystrybucji .....</b>	<b>110</b>
<b>A.9. Zasady wymiany informacji .....</b>	<b>112</b>
<b>A.10. Zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.....</b>	<b>113</b>
<b>B. Zasady zawierania umów dystrybucji z URD .....</b>	<b>125</b>
<b>C. Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych ..</b>	<b>128</b>
<b>C.1. Wyznaczanie oraz przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo rozliczeniowych .....</b>	<b>128</b>
<b>C.2. Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania informacji przez OSD dotyczących liczników zdalnego odczytu wykorzystywanych jako przedpłatowe układy pomiarowo-rozliczeniowe dla sprzedawców, którzy świadczą usługę kompleksową URDo .....</b>	<b>133</b>
<b>D. Procedury zmiany sprzedawcy oraz zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców.....</b>	<b>134</b>
<b>D.1. Wymagania ogólne .....</b>	<b>134</b>
<b>D.2. Procedura zmiany sprzedawcy przez odbiorcę.....</b>	<b>135</b>
<b>D.3. Zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców.....</b>	<b>138</b>
<b>E. Zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego .....</b>	<b>139</b>
<b>F. Procedura powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz umowach kompleksowych .....</b>	<b>142</b>
<b>F.1. Ogólne zasady powiadamiania.....</b>	<b>142</b>
<b>F.2. Weryfikacja powiadomień .....</b>	<b>142</b>
<b>G. Zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia .....</b>	<b>143</b>
<b>H. Postępowanie reklamacyjne i obowiązki informacyjne .....</b>	<b>143</b>
<b>I. Zarządzanie ograniczeniami systemowymi .....</b>	<b>148</b>

	<b>Słownik skrótów i definicji.....</b>	<b>151</b>
<b>I.</b>	<b>Oznaczenia skrótów .....</b>	<b>152</b>
<b>II.</b>	<b>Pojęcia i definicje .....</b>	<b>155</b>
	<b>Załącznik nr 1 .....</b>	<b>170</b>
1.	Postanowienia ogólne.....	170
2.	Urządzenia łączeniowe .....	171
3.	Zabezpieczenia .....	171
4.	Kompensacja mocy biernej.....	173
5.	Załączanie jednostek wytwórczych.....	173
6.	Częstotliwość i napięcie.....	174
7.	Kryteria oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci SN i nN. .....	176
8.	Dodatkowe wymagania dla farm wiatrowych przyłączanych do sieci dystrybucyjnych .....	176
9.	Dodatkowe wymagania dla mikroinstalacji.....	185
10.	Wymagania techniczne dla magazynów energii elektrycznej przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.....	192
11.	Dodatkowe wymagania dla farm wiatrowych i farm fotowoltaicznych.....	193
	<b>Załącznik nr 2 .....</b>	<b>195</b>
	<b>DZIAŁ I Wprowadzenie.....</b>	<b>196</b>
	<b>DZIAŁ II WYMAGANIA DLA URZĄDZEŃ DO POMIARU ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRĄDU STAŁEGO EKSPLOATOWANYCH W DNIU WEJŚCIA W ŻYCIE NINIEJSZYCH WYMAGAŃ DO CZASU MODERNIZACJI LUB ODNOWIENIA WYMAGAJĄCYCH SPEŁNIENIA WYMAGAŃ OKREŚLONYCH W TSI .....</b>	<b>197</b>
	<b>DZIAŁ III WYMAGANIA DLA URZĄDZEŃ DO POMIARU ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRĄDU STAŁEGO W PRZYPADKU BRAKU OBOWIĄZKU SPEŁNIENIA WYMAGAŃ OKREŚLONYCH W TSI .....</b>	<b>211</b>
	<b>DZIAŁ IV WYMAGANIA DLA URZĄDZEŃ DO POMIARU ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRĄDU STAŁEGO W PRZYPADKU OBOWIĄZKU SPEŁNIENIA WYMAGAŃ OKREŚLONYCH W TSI .....</b>	<b>225</b>
	<b>DZIAŁ V Zasady Współpracy z OSD w zakresie EMS.....</b>	<b>226</b>
	<b>Załącznik nr 3 .....</b>	<b>228</b>
	<b>Załącznik nr 4 .....</b>	<b>239</b>
	<b>Załącznik nr 5 .....</b>	<b>250</b>

## I.A. Postanowienia ogólne

I.A.1. PGE Energetyka Kolejowa Spółka Akcyjna będąc operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (zwana dalej „OSD”), zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997r. - Prawo energetyczne, tekst jednolity Dz. U. z 2021 r. poz. 716 wraz z późniejszymi zmianami (dalej „Ustawa” lub „Prawo energetyczne”), jest przedsiębiorstwem energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, odpowiedzialnym za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

Zakres odpowiedzialności OSD został określony w art. 9c ust. 3 Ustawy.

I.A.2. OSD został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DPE-47-61(5)/3458/2008/BT z dnia 14.03.2008 r. (z późniejszymi zmianami).

I.A.3. OSD posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej udzieloną decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr PEE/237/3158/N/2/2001/MS z dnia 25.07.2001 roku z późniejszymi zmianami (zwanej dalej „Koncesją”).

I.A.4. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci OSD lub korzystający z usług świadczonych przez OSD są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwanej dalej „IRiESD”) opublikowanej na stronie internetowej [www.pgeenergetykakolejowa.pl](http://www.pgeenergetykakolejowa.pl). IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

I.A.5. IRiESD przestaje obowiązywać użytkowników systemu z datą łącznego spełnienia następujących warunków:

- a) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSD,
- b) rozwiązanie lub wygaśnięcie umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

## I.B. Podstawy prawne opracowania IRiESD

I.B.1. IRiESD została opracowana przez OSD na podstawie art. 9g Ustawy.

I.B.2. IRiESD uwzględnia w szczególności wymagania:

- a) Prawa energetycznego oraz wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych;
- b) koncesji OSD na dystrybucję energii elektrycznej z dn. 25 lipca 2001r. nr PEE/237/3158/N/2/2001/MS wraz z późniejszymi zmianami;
- c) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) opracowanej przez PSE S.A. i zatwierdzonej decyzją Prezesa URE;
- d) określone w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., innogy STOEN Operator Sp. z o.o., Tauron Dystrybucja S.A., ENERGA-Operator S.A., ENEA Operator Sp. z o.o. w części mającej zastosowanie do OSD;
- e) Taryfy OSD;
- f) zawarte w aktach prawnych Unii Europejskiej, w szczególności w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 6 z 266

ryнку wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019., str. 54) (zwanego dalej „Rozporządzeniem 942”);

- g) 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), rozporządzenia 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), rozporządzenia 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), rozporządzenia 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), rozporządzenia 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. - SO GL), rozporządzenia 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. - NC ER), zwanymi dalej łącznie „Kodeksami sieci”;
- h) WDB;
- i) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2022 r., poz. 1378 z późniejszymi zmianami), zwanej dalej „Ustawą OZE”;
- j) ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U z 2021 r. poz. 144), zwanej dalej „Ustawą o promowaniu wysokosprawnej kogeneracji”;
- k) ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247), zwanej dalej „Ustawą o rynku mocy”;
- l) ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zwaną dalej „Ustawą OIRE” (Dz.U. z 2021 r., poz. 1093).

## **I.C. Zakres przedmiotowy i podmiotowy IRiESD oraz struktura IRiESD**

### **I.C.1. Zakres zagadnień podlegający uregulowaniu w IRiESD oraz struktura IRiESD**

I.C.1.1. IRiESD składa się z następujących części:

- a) IRiESD - Część ogólna;
- b) IRiESD - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci;
- c) IRiESD - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

I.C.1.2. IRiESD - Część ogólna określa w szczególności informacje o OSD, warunki opracowania i stosowania IRiESD, zakres przedmiotowy i podmiotowy IRiESD, tryb wchodzenia w życie, tryb dokonywania i wprowadzania zmian IRiESD oraz informacje o sposobie współpracy z OSP oraz OSDp.

I.C.1.3. IRiESD - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci określa w szczególności zagadnienia:

- a) przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich,

<b>IRiESD</b>		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 7 z 266

- b) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
- c) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
- d) współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci 110 kV i niezbędnego układu połączeń sieci oraz zakresu, sposobu i harmonogramu przekazywania informacji,
- e) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
- f) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,
- g) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania,
- h) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,
- i) niezbędnych wielkości rezerw zdolności wytwórczych i przesyłowych, oraz zasady bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

I.C.1.4. IRiESD - Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi określa w szczególności:

- a) ogólne zasady funkcjonowania rynku bilansującego i detalicznego,
- b) warunki realizacji umów sprzedaży i uczestnictwa w procesie bilansowania,
- c) zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych,
- d) zasady współpracy OSD z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym,
- e) zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych,
- f) zasady zawierania umów dystrybucji z URD,
- g) procedury zmiany sprzedawcy oraz zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców,
- h) zasady sprzedaży rezerwowej,
- i) zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego,
- j) procedurę powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej.

I.C.1.5. Dokumentami związanymi z IRiESD są także:

- a) opracowywana, zatwierdzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (zwanego dalej „Prezesem URE”) i przyjęta do stosowania przez OSP IRiESP,
- b) instrukcje ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej oraz regulaminy współpracy ruchowej pomiędzy OSD a innymi operatorami systemu dystrybucyjnego, w tym: PGE Dystrybucja S.A., innogy STOEN Operator Sp. z o.o., Tauron Dystrybucja S.A., ENERGA-Operator S.A., ENEA Operator Sp. z o.o. oraz z innymi podmiotami,
- c) opracowywane i przyjęte do stosowania przez OSD instrukcje dotyczące eksploatacji



obiektów i urzędzeń, prowadzenia ruchu oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy. Wykaz tych dokumentów przedstawiony jest na stronie internetowej [www.pgeenergetykakolejowa.pl](http://www.pgeenergetykakolejowa.pl).

d) polskie i europejskie normy, które mają zastosowanie, wskazane w treści IRiESD,

I.C.1.6. Zakres przedmiotowy IRiESD pokrywa się częściowo z zakresem przedmiotowym regulowanym metodami, warunkami, wymogami i zasadami przyjętymi na podstawie Rozporządzenia 943 i Kodeksów sieci (dalej „TCM”; ang. „*terms, conditions and methodologies*”), przy czym IRiESP zawiera regulacje bardziej szczegółowe lub regulacje dotyczące kwestii innych niż transgraniczne. Mając powyższe na względzie:

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

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

## **I.C.2. Podmioty zobowiązane do stosowania IRiESD**

I.C.2.1. Postanowienia IRiESD obowiązują:

- a) operatorów systemów dystrybucyjnych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,
- b) wytwórców oraz posiadaczy magazynu energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,
- c) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, w tym odbiorców pobierających energię elektryczną z Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSD,
- d) przedsiębiorstwa obrotu,
- e) sprzedawców,
- f) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej OSD,
- g) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych lit. od a) do f).

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:

- a) operatorzy systemów dystrybucyjnych,
- b) podmioty korzystające z usług świadczonych przez OSP,
- c) podmioty, do których sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym przyłączone są urządzenia, instalacje lub sieci użytkowników systemu i odbiorców,
- d) podmioty określające warunki przyłączenia i dokonujące przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym,
- e) wytwórców posiadających jednostki wytwórcze, za których dysponowanie mocą, zgodnie z postanowieniami Prawa energetycznego, odpowiada OSP.

## **I.D. Wejście w życie IRiESD oraz tryb dokonywania i wprowadzania zmian IRiESD**

### **I.D.1. Wejście w życie IRiESD**

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 9 z 266

- I.D.1.1. IRiESD, jak również wszelkie zmiany IRiESD podlegają zatwierdzeniu przez osoby uprawnione do reprezentacji OSD.
- I.D.1.2. IRiESD oraz wszelkie zmiany IRiESD wchodzi w życie z datą określoną przez OSD.
- I.D.1.3. Data wejścia w życie IRiESD lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.
- I.D.1.4. OSD publikuje obowiązującą IRiESD na swojej stronie internetowej oraz udostępnia ją do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

### **I.D.2. Tryb dokonywania i wprowadzania zmian IRiESD**

- I.D.2.1. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD (dalej „Karta aktualizacji”).
- I.D.2.2. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- I.D.2.3. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:
  - a) przyczynę aktualizacji IRiESD;
  - b) zakres aktualizacji IRiESD;
  - c) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD.

Karty aktualizacji stanowią załączniki do IRiESD. W przypadku rozbieżności pomiędzy dotychczasowymi postanowieniami IRiESD a zapisami Karty aktualizacji, rozstrzygające są postanowienia zawarte w Karcie aktualizacji.
- I.D.2.4. Proces wprowadzania zmian IRiESD jest przeprowadzany według następującego trybu:
  - a) OSD opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
  - b) wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji OSD publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
- I.D.2.5. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż miesiąc od daty opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.
- I.D.2.6. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje OSD:
  - a) dokonuje analizy otrzymanych uwag,
  - b) opracowuje nową wersję IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
  - c) opracowuje raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, w tym uzasadnienie braku uwzględnienia uwagi,
  - d) przedkłada do Zarządu OSD,
  - e) publikuje na swojej stronie internetowej nową wersję IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z raportem z procesu konsultacji.
- I.D.2.7. IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzonych zmian OSD publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.
- I.D.2.8. IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub

<b>IRiESD</b>		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 10 z 266

umowy kompleksowej.

## **I.E. Współpraca z OSP**

- I.E.1. OSD jako OSDp realizuje określone w Prawie energetycznym obowiązki w zakresie współpracy z OSP na obszarach sieci dystrybucyjnej objętych umową o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartą przez OSD z OSP. Na pozostałych obszarach sieci dystrybucyjnej OSD realizuje określone w Prawie energetycznym obowiązki w zakresie współpracy z OSP za pośrednictwem odpowiedniego OSDp.

**PGE Energetyka Kolejowa Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie**



# **INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

**Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i  
planowania rozwoju sieci**

## I. Postanowienia ogólne

I.1. Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnej OSD 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 OSD w szczególności dotyczące:

- 1) przyłączania urządzeń wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich,
- 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
- 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
- 4) współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci 110 kV i niezbędnego układu połączeń sieci oraz zakresu, sposobu i harmonogramu przekazywania informacji,
- 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
- 6) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,
- 7) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania,
- 8) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,
- 9) zasad bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi,
- 10) wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej,
- 11) procedur, sposobu postępowania i zakresu wymiany informacji niezbędnych w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i opracowania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
- 12) procedury zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych.

Z uwagi na specyfikę układu sieci dystrybucyjnej OSD (zwanej dalej „siecią dystrybucyjną OSD”), składającej się z wielu instalacji niepołączonych ze sobą fizycznie, jak również połączenia sieci dystrybucyjnej OSD z siecią przesyłową OSP, sieciami dystrybucyjnymi innych operatorów systemów dystrybucyjnych oraz Elektryczną trakcją kolejową Zarządcy infrastruktury kolejowej, OSD jest operatorem systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową OSP na niektórych obszarach działania OSD i zgodnie z postanowieniami IRiESP na tych obszarach OSD pełni rolę operatora typu OSDp. Jednocześnie OSD jest operatorem systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada na pozostałych obszarach działalności OSD bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową i dla tych obszarów sieci dystrybucyjnej realizacja obowiązków w zakresie współpracy z

OSP realizowana jest poprzez właściwego OSDp. OSD prowadzi ruch, eksploatację, planowanie rozwoju sieci zgodnie z niniejszą częścią IRiESD-Korzystanie.

- I.2. OSD realizuje obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego określone w IRiESD-Korzystanie w systemie dystrybucyjnym, którego obszar został określony w decyzji Prezesa URE o wyznaczeniu PGE Energetyka Kolejowa S.A. operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. W szczególności, na system dystrybucyjny, o którym mowa powyżej składają się urządzenia, instalacje i sieci o napięciu znamionowym ich pracy 110 kV, SN i nN.
- I.3. W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, postanowienia IRiESD-Korzystanie dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSD, niezależnie od praw własności tych urządzeń.
- I.4. Na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD objętych umową o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartą przez OSD z OSP, OSD realizuje obowiązki określone w Prawie energetycznym bezpośrednio we współpracy z OSP. W zakresie obszarów sieci dystrybucyjnej OSD nie objętych umową o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartą przez OSD z OSP, OSD realizując obowiązki określone w IRiESD-Korzystanie OSD współpracuje z OSP za pośrednictwem właściwego OSDp. Zakres poszczególnych obszarów określa Instrukcja Ruchu i Eksploatacji sieci dystrybucyjnej każdego OSDp.
- I.5. Rejestr magazynów energii elektrycznej
- I.5.1. OSD jest odpowiedzialny za prowadzenie rejestru magazynów energii elektrycznej przyłączonych do jego sieci, stanowiących jej część lub wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do jego sieci.
- I.5.2. OSD prowadzi, w postaci elektronicznej, rejestr magazynów energii elektrycznej:
- przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,
  - stanowiących część sieci dystrybucyjnej OSD,
  - wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSD.
- 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.5.3. Wpisowi do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.2., podlegają magazyny energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW oraz nie większej niż 10 MW.
- I.5.4. OSD wpisuje magazyn energii elektrycznej do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.2., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji lub otrzymania informacji, o której mowa w pkt I.5.5.
- W przypadku gdy właściwym do dokonania wpisu do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.2., może być więcej niż jeden Operator Systemu Dystrybucyjnego, wpisu do tego rejestru dokonuje Operator Systemu Dystrybucyjnego wybrany przez posiadacza magazynu energii elektrycznej.
- I.5.5. W przypadku gdy magazyn energii elektrycznej wchodzi w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci OSD, posiadacz tego magazynu przekazuje OSD informację, zgodnie z wzorem i zakresem określonym w przepisach wydanych na podstawie Ustawy, w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia oddania tego

magazynu do eksploatacji.

- I.5.6. Rejestr, o którym mowa w pkt I.5.2., jest jawny i udostępniany przez OSD na stronie internetowej, z wyłączeniem informacji stanowiących tajemnicę przedsiębiorstwa, które zastrzegł posiadacz magazynu energii elektrycznej, lub podlegających ochronie danych osobowych.
- I.5.7. Posiadacz magazynu energii elektrycznej powiadamia OSD o wszelkiej zmianie danych określonych w rozporządzeniu, o którym mowa w pkt I.5.2., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zmiany tych danych. OSD aktualizuje dane w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia.
- I.6. Postanowienia IRiESD w zakresie w jakim dotyczą Prosumenta wirtualnego wchodzą w życie z dniem 2 lipca 2024 r.

## **II. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej urządzeń wytwórczych, magazynów energii, sieci, urządzeń odbiorców końcowych**

### **II.1. Zasady przyłączania**

- II.1.1. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej OSD następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez OSD albo na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w pkt II.1.21. Powyższe nie dotyczy pojazdów trakcyjnych, które zgłaszane są do pobierania energii elektrycznej zgodnie z pkt II.6.
- II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSD, z wyłączeniem mikroinstalacji przyłączanych na podstawie zgłoszenia, obejmuje:
- pozyskanie przez podmiot od OSD wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia lub wzoru wniosku o określenie warunków przyłączania mikroinstalacji (dalej „wniosek dla mikroinstalacji”);
  - złożenie przez podmiot do OSD wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez OSD o którym mowa w pkt a) i zawierającego wszystkie informacje wymagane zgodnie z tym wzorem;
  - w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV – wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez OSD we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci w wysokości wynikającej z postanowień art. 7 ust. 8a i 8b Prawa energetycznego. Zaliczkę wnosi się w ciągu czternastu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia;
  - weryfikacja przez OSD kompletności wniosku o wydanie warunków przyłączenia nastąpi w terminie nie dłuższym niż 14 dni roboczych od dnia dostarczenia do OSD wniosku o wydanie warunków przyłączenia.

Z zastrzeżeniem pkt e) poniżej, termin na wydanie warunków przyłączenia rozpoczyna się z dniem złożenia wniosku spełniającego wymagania określone w pkt II.1.3. – II.1.7. IRiESD, w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia,

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 15 z 266

OSD niezwłocznie zwraca zaliczkę;

- e) jeżeli wniosek, o którym mowa w pkt b), jest niezgodny ze wzorem, o którym mowa w pkt a), nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku, o którym mowa w pkt II.1.6. lub wymagań określonych w art. 7 ust. 8d i 8d<sup>1</sup> Ustawy, OSD wzywa wnioskodawcę do usunięcia braków w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania z pouczeniem, że nieusunięcie braków w wyznaczonym terminie spowoduje pozostawienie wniosku bez rozpoznania,
- f) w przypadku nieusunięcia braków w wyznaczonym terminie, wniosek o określenie warunków przyłączenia pozostawia się bez rozpoznania, o czym OSD informuje wnioskodawcę;
- g) w przypadku, gdy złożony wniosek dla mikroinstalacji jest niekompletny, nieprawidłowo wypełniony lub nie został złożony zgodnie ze wzorem określonym przez OSD, OSD w terminie 7 dni kalendarzowych od daty wpływu wniosku wzywa składającego wniosek do jego uzupełnienia lub poprawienia w wyznaczonym terminie, nie krótszym jednak niż 30 dni kalendarzowych od dnia doręczenia wezwania;

Wniosek dla mikroinstalacji nieuzupełniony lub niepoprawiony w terminie wyznaczonym przez OSD pozostawia się bez rozpoznania;

- h) OSD potwierdza złożenie przez podmiot wniosku o określenie warunków przyłączenia zgodnie z art. 7 ust. 8h Ustawy, określając w szczególności datę złożenia wniosku oraz, w przypadku przyłączenia źródeł do sieci powyżej 1 kV, wysokość zaliczki, która powinna być uiszczona przez wnioskodawcę na podstawie art. 7 ust. 8a Ustawy. Datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez OSD dokumentów spełniających wymagania zgodnie z art. 7 ust. 3b Ustawy. Potwierdzenie złożenia wniosku, OSD przesyła na adres wskazany we wniosku o określenie warunków przyłączenia;
- i) 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:
  - 1) przyłączanej jednostki wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub
  - 2) przyłączanych urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW, lub
  - 3) przyłączanego magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub
  - 4) 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
  - 5) 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.

OSD zapewnia sporządzenie ekspertyzy, w tym także na żądanie Prezesa URE;

- j) uzgadnianie przed wydaniem warunków przyłączenia dla wytwórcy energii elektrycznej należącego do grupy przyłączeniowej III, IV lub V z odpowiednim OSDp na obszarach sieci dystrybucyjnej nieobjętych umową o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartą przez OSD z OSP;



- k) wydanie przez OSD warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie;
- l) zawarcie umowy o przyłączenie;
- m) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia;
- n) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza. OSD zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci;
- o) pozyskanie ostatecznego pozwolenia na użytkowanie obiektu w przypadkach, o których mowa w NC RfG;
- p) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

II.1.3. a) Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD urządzeń wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci, urządzeń i/lub instalacji odbiorców końcowych lub linii bezpośrednich składa wnioski o określenie warunków przyłączenia;

b) przypadku gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej 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 OSD, do sieci którego ma być ona przyłączona, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie wymagań określonych w punkcie II.1.3. pkt a) niniejszej IRiESD;

c) wymagania określone w punkcie II.1.3. pkt a) niniejszej IRiESD 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.

II.1.4. Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSD lub połączenia sieci dystrybucyjnych oraz zakres i warunki wykonania ekspertyzy, o której mowa w art. 7 ust. 8e Ustawy, uzgadnia się z OSP w przypadku:

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

OSD na obszarach sieci dystrybucyjnej nieobjętych umową o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartą przez OSD z OSP dokonuje wyżej wymienionych uzgodnień z OSP za pośrednictwem właściwego OSDp.

II.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia mikroinstalacji określa OSD. Wzory wniosków i zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji OSD udostępnia na swojej stronie internetowej [www.pgeenergetykakolejowa.pl](http://www.pgeenergetykakolejowa.pl) oraz w siedzibie OSD. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci urządzeń, instalacji i sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej zawierają co najmniej taki zakres informacji, jaki wzór wniosku ustalony przez OSP.

II.1.6. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 17 z 266

poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu, instalacji lub sieci.

II.1.7. Do wniosku, o którym mowa w pkt II.1.3. należy dołączyć:

- a) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci;
- b) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów;
- c) 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;
- d) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (innych niż mikroinstalacja):
  - 1) wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, albo
  - 2) decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej wydaną zgodnie z przepisami ustawy z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. z 2021 r. poz. 1484), w przypadku budowy obiektu energetyki jądrowej, albo
  - 3) 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 (t.j. Dz. U. z 2023 r. poz. 960), w przypadku budowy źródła w polskim obszarze morskim,
  - 4) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku z wyłączeniem źródeł lokalizowanych w polskim obszarze morskim.

Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej lub pozwolenie na wznoszenie i wykorzystanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła na terenie objętym planowaną inwestycją;
- e) schemat elektryczny jednokreskowy przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci, wraz z ich opisem;
- f) informacje techniczne dotyczące zakłóceń wprowadzanych przez urządzenia, instalacje i sieci wnioskodawcy oraz charakterystykę obciążeń, niezbędne do

określenia warunków przyłączenia, w przypadku podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych II–IV;

- g) w uzasadnionych przypadkach podmiotów ubiegających się o przyłączenie odbiorczych urządzeń, instalacji i sieci - wykaz urządzeń wprowadzających zakłócenia do sieci, wykaz wymagań dotyczących odmiennych od standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej lub parametrów jej dostarczenia;
- h) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej - parametry techniczne jednostki wytwórczej; parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem;
- i) wyciąg ze sprawozdania z badań jakości energii elektrycznej wytworzonej przez turbiny wiatrowe, jeżeli wniosek dotyczy warunków przyłączenia farm wiatrowych, lub przez falownik, jeżeli wniosek dotyczy warunków przyłączenia farmy fotowoltaicznej;
- j) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne:
  - 1) wypis z Krajowego Rejestru Sądowego (lub informację odpowiadającą odpisowi aktualnemu z Krajowego Rejestru Sądowego), innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej;
  - 2) 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 określa OSD. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy podlegają uzgodnieniu z OSP w przypadku:

- a) przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej,
- b) połączeń sieci krajowych i międzynarodowych na napięciu 110 kV,
- c) przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej III, o mocy zainstalowanej większej niż 2 MW.

Na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD nie objętych umową o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej z OSP OSD dokonuje wyżej wymienionych uzgodnień z OSP za pośrednictwem właściwego OSDp.

Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

II.1.9. W przypadkach, gdy na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD nie objętych umową o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej z OSP, przyłączenie do sieci OSD, na podstawie opracowanej ekspertyzy, może wpłynąć na warunki pracy sieci OSDp, operatorzy dokonują między sobą uzgodnień. W ramach uzgodnień z OSDp i OSD ustala się, czy zakres przebudowy sieci elektroenergetycznych OSDp wynikający z ekspertyzy, jest ujęty w jego planie rozwoju lub czy OSDp planuje możliwość realizacji tych inwestycji. Uzgodnienia te dokonywane są w ramach wystąpienia przez OSD do OSDp z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia lub z wnioskiem o uzgodnienie warunków przyłączenia dla podmiotu przyłączanego. OSD wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami. Przy czym zasady określenia przez OSDp warunków przyłączenia są zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej tego OSDp.

II.1.10. Warunki przyłączenia do sieci określają w szczególności:

- a) nieruchomości (obiekty lub lokale), do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których energia elektryczna ma być odbierana,

- b) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią,
- c) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSD i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączanego,
- d) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- e) moc przyłączeniową,
- f) rodzaj przyłącza,
- g) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- h) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
- i) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej,
- j) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- k) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i sposobu pozyskiwania danych z systemu pomiarowego,
- l) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
- m) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia wartości prądów:
  - 1) zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
  - 2) zwarć doziemnych i czasów ich wyłączeń lub trwał;
- n) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
- o) dla wytwórcy energii elektrycznej lub posiadacza magazynu energii elektrycznej jako odbiorcy mocy i energii czynnej na potrzeby własne - stopień skompensowania mocy biernej podczas postoju wymagającego zasilania potrzeb własnych oraz wprowadzania przez wytwórcę energii elektrycznej lub posiadacza magazynu energii elektrycznej do sieci wyprodukowanej lub zmagazynowanej energii elektrycznej czynnej oraz podczas ładowania magazynu energii elektrycznej,
- p) wymagania w zakresie:
  - 1) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
  - 2) przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,
  - 3) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
  - 4) wyposażenia urządzeń, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której ma nastąpić przyłączenie,
  - 5) ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji,
- q) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,
- r) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażenia w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,

- s) schemat elektryczny z zaznaczeniem miejsca przyłączenia oraz miejsca rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane – w przypadku podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej II lub III,
- t) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej nie powodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do Ustawy albo ustalonych w umowie o świadczenie usługi przesyłowej albo dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej,
- u) przewidywany harmonogram przyłączenia odnawialnego źródła energii elektrycznej, uwzględniający etapy rozbudowy sieci, a także zestawienie planowanych prac.

II.1.11. Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów przyłączanych określa OSD w warunkach przyłączenia.

II.1.12. OSD wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:

- a) 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;
- b) 30 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
- c) 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 lub magazyn energii elektrycznej;
- d) 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;
- e) 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 d) i e) 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 OSD.

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

II.1.13. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie OSD do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej.

Wnioskodawca może zrezygnować z realizacji warunków przyłączenia przed upływem terminu ważności warunków przyłączenia, o czym wnioskodawca informuje OSD. W

przypadku rezygnacji z warunków przyłączenia tracą one ważność z dniem poinformowania OSD o rezygnacji z ich realizacji.

II.1.14. Wraz z określonymi przez OSD warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.

II.1.15. Warunki przyłączenia wymagają uzgodnienia z OSP w przypadku:

- a) przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej,
- b) połączeń sieci krajowych i międzynarodowych na napięciu 110 kV,
- c) przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej III, o mocy zainstalowanej większej niż 2 MW.

Na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD nie objętych umową o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej z OSP OSD dokonuje wyżej wymienionych uzgodnień z OSP za pośrednictwem właściwego OSDp.

Jeżeli warunki przyłączenia, określane przez przedsiębiorstwo energetyczne, posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem, wymagają zgodnie z ww. postanowieniami uzgodnienia z OSP, uzgodnień dokonuje OSD.

W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.

II.1.16. Na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD nie objętych umową o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej z OSP OSD przed wydaniem warunków przyłączenia dla wytwórcy energii elektrycznej należącego do grupy przyłączeniowej III, IV lub V uzgadnia je z właściwym OSDp.

Przez przekazanie projektu warunków przyłączenia do uzgodnień, o których mowa powyżej, OSD potwierdza, że wnioskodawca złożył poprawny i kompletny wniosek o określenie warunków przyłączenia oraz spełnił wszystkie wymagania formalne, w szczególności obowiązek wniesienia zaliczki, o której mowa w art. 7 ust. 8a. Ustawy, a także że podmiot przekazujący otrzymał dokument, o którym mowa w art. 7 ust. 8d. Ustawy.

OSD informuje wnioskodawcę o przekazaniu do uzgodnień projektu warunków przyłączenia.

II.1.17. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez OSD realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.

II.1.18. W przypadku, gdy OSD 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, OSD określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa termin przyłączenia.

II.1.19. W przypadku braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia odnawialnego źródła energii, OSD 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:

- a) wyraził zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, OSD wydaje warunki przyłączenia,

- b) nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, OSD odmawia wydania warunków przyłączenia.

Bieg terminu, o którym mowa w pkt II.1.12., ulega zawieszeniu do czasu otrzymania zgody od podmiotu ubiegającego się o przyłączenie.

II.1.20. W przypadku braku możliwości przyłączenia do sieci ogólnodostępnej stacji ładowania obejmującej wyłącznie punkty ładowania o dużej mocy w rozumieniu art. 2 pkt 19 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych OSD powiadamia o tym pisemnie podmiot ubiegający się o przyłączenie i wskazuje maksymalną dostępną moc przyłączeniową w miejscu wskazanym we wniosku. Jeżeli podmiot ten, w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia:

- a) wyraził zgodę na wskazaną mu przez OSD wielkość mocy przyłączeniowej, OSD wydaje warunki przyłączenia,  
b) nie wyraził zgody na wskazaną mu przez OSD wielkość mocy przyłączeniowej, OSD odmawia wydania warunków przyłączenia.

Bieg terminu, o którym mowa w pkt II.1.12., ulega zawieszeniu do czasu otrzymania zgody od podmiotu ubiegającego się o przyłączenie.

II.1.21. W przypadku, gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSD 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 do OSD, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSD potwierdza złożenie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, odnotowując datę jego złożenia.

W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSD odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi OSD.

Przyłączane mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w art. 7a ust. 1. Ustawy oraz niniejszej IRiESD. OSD publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie oraz punktach obsługi klienta wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSD. Zgłoszenie to zawiera w szczególności:

- a) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej, dane osoby do kontaktu oraz adres korespondencyjny,  
b) dane dotyczące lokalizacji obiektu w którym zainstalowano mikroinstalację, w tym numer licznika lub kod punktu poboru energii (PPE),  
c) rodzaj mikroinstalacji,  
d) moc zainstalowaną elektryczną,  
e) moc znamionową falownika po stronie AC - w przypadku przyłączenia poprzez falownik,  
f) typ instalacji, w której ma być zainstalowana mikroinstalacja,  
g) dane techniczne zainstalowanej mikroinstalacji,  
h) oświadczenie, że mikroinstalacja jest wybudowana zgodnie z obowiązującymi przepisami i zasadami wiedzy technicznej oraz spełnia wymogi techniczne i eksploatacyjne zawarte w art. 7a Ustawy oraz niniejszą IRiESD,

- i) oświadczenie osoby dokonującej instalacji mikroinstalacji, o zainstalowaniu mikroinstalacji zgodnie z przepisami i zasadami wiedzy technicznej oraz niniejszą IRiESD,
- j) 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,
- k) planowany termin przyłączenia,
- l) potwierdzenie spełnienia wymagań dotyczących wymaganych certyfikatów.

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

II.1.22. W przypadku przyłączenia do sieci dystrybucyjnej mikroinstalacji z magazynem energii elektrycznej, do mocy zainstalowanej mikroinstalacji, o której mowa w ust. 8d<sup>4</sup> Ustawy, nie wlicza się mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej, o ile:

- a) moc zainstalowana magazynu energii elektrycznej,
- b) łączna moc możliwa do wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej przez mikroinstalację z magazynem energii elektrycznej

- jest nie większa niż moc zainstalowana elektryczna mikroinstalacji.

II.1.23. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji, będący:

- a) Prosumentem,
- b) 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 późn. zm.) niebędącym prosumentem,

informuje OSD o terminie przyłączenia mikroinstalacji, lokalizacji przyłączenia mikroinstalacji, rodzaju odnawialnego źródła energii i magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji, w zgłoszeniu przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w pkt II.1.21., nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci OSD.

II.1.24. Wytwórca, o którym mowa w pkt II.1.23. lub Reprezentant prosumentów, o którym mowa w pkt II.1.47. i II.1.48. informuje OSD o:



- a) 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 tych danych;
  - b) trwającym dłużej niż 30 dni zawieszeniu lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub w małej instalacji – w terminie 14 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji.
- II.1.25. Postanowień pkt II.1.23. i II.1.24. nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytwarzających energię z biogazu rolniczego niebędących Prosumentami, Prosumentami zbiorowymi lub Prosumentami wirtualnymi.
- II.1.26. 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 OSD, pisemnie informuje OSD o planowanym terminie jej przyłączenia, planowanej lokalizacji oraz rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji.
- II.1.27. Wytwórca, o którym mowa w pkt II.1.26. jest obowiązany informować OSD o:
- a) zmianie mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji – w terminie 14 dni od dnia zmiany;
  - b) zawieszeniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji – w terminie 45 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej;
  - c) terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w mikroinstalacji – w terminie 14 dni od dnia jej wytworzenia.
- II.1.28. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD powinna zawierać co najmniej:
- a) strony umowy,
  - b) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
  - c) termin realizacji przyłączenia,
  - d) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
  - e) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSD i instalacji podmiotu przyłączanego,
  - f) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
  - g) zakres oraz sposób wymiany danych i informacji w trakcie realizacji warunków przyłączenia,
  - h) sposób koordynacji prac wykonywanych przez strony oraz kontroli dotrzymywanych wymagań określonych w warunkach przyłączania,
  - i) terminy przeprowadzania prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru przyłącza i przyłączanych instalacji,
  - j) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
  - k) harmonogram przyłączenia,

- l) w przypadku, gdy lokalizacja układu pomiarowo-rozliczeniowego nie jest w miejscu rozgraniczenia własności - algorytm wyliczenia strat z tytułu poboru mocy i energii elektrycznej,
  - m) warunki udostępnienia OSD nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
  - n) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
  - o) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,
  - p) moc przyłączeniową,
  - q) ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z OSD,
  - r) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
  - s) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.
- II.1.29. Umowa o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii oprócz postanowień wskazanych w pkt II.1.28., powinna również zawierać postanowienia określające, że:
- a) termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji, przy czym termin ten nie może być dłuższy niż 48 miesięcy, a w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej energię wiatru na morzu - 120 miesięcy, od dnia zawarcia tej umowy;
  - b) niedostarczenie po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji we wskazanym w umowie o przyłączenie terminie jest podstawą wypowiedzenia umowy o przyłączenie.
- II.1.30. Umowa o przyłączenie do sieci magazynu energii elektrycznej, oprócz postanowień wskazanych w pkt II.1.28., zawiera również postanowienia określające parametry magazynu energii elektrycznej, w szczególności łączną moc zainstalowaną elektryczną magazynu energii elektrycznej wyrażoną w kW, pojemność nominalną wyrażoną w kWh i sprawność magazynu energii elektrycznej.
- Przez sprawność magazynu energii elektrycznej rozumie się stosunek energii elektrycznej wyprowadzonej z magazynu energii elektrycznej do energii elektrycznej wprowadzonej do tego magazynu, wyrażony w procentach, w ramach jednego pełnego cyklu pracy magazynu energii elektrycznej, przy wykorzystaniu nominalnej pojemności tego magazynu oraz ładowania i rozładowywania go mocą nominalną.
- II.1.31. Umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego do sieci elektroenergetycznej, w przypadku gdy magazyn energii elektrycznej będzie stanowił część tej jednostki lub instalacji, zawiera postanowienia określone w pkt II.1.28. i II.1.30.
- II.1.32. OSD przeprowadza kontrolę legalności pobierania energii elektrycznej, kontrolę układów pomiarowo - rozliczeniowych, dotrzymania zawartych umów oraz prawidłowości rozliczeń.
- II.1.33. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt II.1.32., reguluje Ustawa oraz rozporządzenia wykonawcze do tej ustawy.
- II.1.34. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD urządzeń, instalacji

i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.

- II.1.35. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej OSD, wskazane przez OSD podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują do OSD dane określone w pkt II.5.
- II.1.36. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD przyszłej sieci (dla której podmiot taki nie uzyskał jeszcze koncesji na dystrybucję energii elektrycznej i dla której nie wyznaczono Operatora Systemu Dystrybucyjnego) składa wnioski o określenie warunków przyłączenia uwzględniający moc przyłączeniową odpowiadającą zapotrzebowaniu przyszłej sieci w zakresie poboru energii elektrycznej na potrzeby własne. Wydanie warunków przyłączenia nie gwarantuje możliwości przyłączenia odbiorców oraz źródeł energii do takiej przyszłej sieci. Przyłączanie do takiej sieci urządzeń, instalacji, a w szczególności źródeł energii elektrycznej, odbywa się z zachowaniem zasad i koniecznych uzgodnień z OSD, określonych w niniejszej IRiESD.
- II.1.37. Zagadnienia związane z połączeniem zagranicznej sieci dystrybucyjnej z siecią dystrybucyjną OSD, w tym również na poziomie elektrycznej, są regulowane postanowieniami zawartych umów.
- II.1.38. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej OSD urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określają pkt II.2. i II.4. oraz załączniki do niniejszej IRiESD.
- II.1.39. Przyłączone mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w art. 7a ust. 1. Ustawy oraz IRiESD. Szczegółowe warunki przyłączenia, wymagania techniczne oraz warunki współpracy mikroinstalacji z systemem elektroenergetycznym określają przepisy wydane na podstawie art. 9 ust. 3. Ustawy.
- II.1.40. 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 współpracy ruchowej, która powinna uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD. Instrukcja współpracy ruchowej podlega uzgodnieniu z OSD przed przyłączeniem podmiotu do sieci.
- II.1.41. Na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD, objętych umową przesyłową z OSP, OSD 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.1.42. Na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD, objętych umową przesyłową z OSP, 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 OSD.
- II.1.43. Wytwórcy posiadający JWCD, JWCK oraz farmy wiatrowe o mocy osiągalnej 50 MW i wyższej, przyłączani do sieci dystrybucyjnej OSD, są zobowiązani do dokonania zgłoszenia do centralnego rejestru jednostek wytwórczych, prowadzonego przez OSP, zgodnie z zapisami IRiESP. Kopie zgłoszeń przesyłane są do OSD.
- II.1.44. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze lub farmy wiatrowe o mocy poniżej 50 MW dokonują zgłoszeń nowych jednostek wytwórczych oraz zmian jednostek zarejestrowanych danych do OSP za pośrednictwem OSD. OSD dokonuje tych zgłoszeń do OSP poprzez OSDp.
- II.1.45. 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.1.46. Moc zainstalowaną elektryczną, o której mowa w pkt II.1.45., 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.1.47. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, informuje OSD, do sieci którego ma zostać przyłączona mikroinstalacja, o terminie jej przyłączenia, lokalizacji przyłączenia, rodzaju odnawialnego źródła energii lub magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz jej mocy zainstalowanej elektrycznej, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci OSD, zgodnie z zasadami określonymi w pkt II.1.21. 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.1.48. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia i zawiera z OSD 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.1.47.
- II.1.49. Zapisy pkt II.1.47. oraz II.1.48. 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.1.50. Reprezentant prosumentów przekazuje OSD, do sieci którego przyłączana jest instalacja odnawialnego źródła energii, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej z tej instalacji, zgłoszenie instalacji odnawialnego źródła energii zawierające informację o:
- 1) przysługującym Prosumentom zbiorowym lub Prosumentom wirtualnym udziale, wyrażonym w procentach, w wytwarzaniu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii oraz o maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej, wyrażonej w jednostkach mocy, której ten udział odpowiada;
  - 2) adresach oraz kodach PPE poszczególnych Prosumentów wirtualnych lub Prosumentów zbiorowych;
  - 3) zasadach zarządzania instalacją odnawialnego źródła energii oraz zasadach odpowiedzialności za bezpieczeństwo funkcjonowania, eksploatację, konserwację oraz remonty instalacji odnawialnego źródła energii;
  - 4) danych kontaktowych Reprezentanta prosumentów;
  - 5) w przypadku Prosumenta wirtualnego, o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe instalacji odnawialnego źródła energii.

II.1.51. Reprezentant prosumentów przekazuje OSD zgłoszenie o każdej zmianie informacji, o których mowa w pkt II.1.50., w terminie 14 dni od dnia zmiany informacji. OSD 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**

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

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

- a) strony zawierające umowę,
- b) przedmiot umowy wynikający z warunków połączenia,
- c) termin realizacji połączenia,
- d) wysokość opłaty za połączenie i zasady rozliczeń,
- e) zakres oraz sposób wymiany danych i informacji w trakcie realizacji połączenia,
- f) zakres robót niezbędnych przy realizacji połączenia,
- g) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
- h) sposób koordynacji prac wykonywanych przez strony,
- i) terminy przeprowadzania prób, odbiorów częściowych, prób końcowych i ostatecznego odbioru połączenia,
- j) miejsce rozgraniczenia praw własności łączonych sieci,
- k) wykaz osób lub komórek organizacyjnych upoważnionych przez strony do koordynacji prac wynikających z umowy,
- l) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
- m) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

II.2.3. Warunki połączenia określają w szczególności:

- a) moc przyłączeniową,
- b) miejsca połączenia sieci różnych operatorów systemów dystrybucyjnych,
- c) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z połączeniem,
- d) miejsce zainstalowania i rodzaj układów pomiarowo-rozliczeniowych,
- e) wartości prądów zwarć wielofazowych i jednofazowych doziemnych oraz czasów ich wyłączenia w punktach połączenia sieci u obydwu operatorów,
- f) miejsce zainstalowania i warunki współpracy EAZ,
- g) wymagania w zakresie telemechaniki i łączności, w tym transmisji danych pomiarowych,
- h) miejsce zainstalowania, parametry aparatury oraz warunki współpracy systemów sterowania dyspozytorskiego,

- i) podział kompetencji w zakresie nadzoru dyspozytorskiego.
- II.2.4. Informacje, o których mowa w pkt II.2.2. pkt e), dotyczą w szczególności wpływu łączonych sieci lub zmiany warunków połączenia na pracę sieci innych operatorów systemów dystrybucyjnych. Związane to jest ze zmianą:
- a) przepływow energii elektrycznej na transformatorach i liniach łączących sieci różnych operatorów,
  - b) poziomu mocy i prądów zwarciovych,
  - c) pewności dostaw energii elektrycznej,
  - d) sposobu likwidacji przerw i zakłóceń w dostawie energii elektrycznej.
- II.2.5. Określone w umowie, o której mowa w pkt II.2.1., próby i odbiory częściowe oraz odbiór końcowy zrealizowanego połączenia przeprowadzane są przy udziale upoważnionych przedstawicieli stron, które zawarły umowę.
- II.2.6. Wyniki prób i odbiorów, o których mowa w pkt II.2.5., są potwierdzane przez strony w protokołach z przeprowadzenia prób i odbiorów.
- II.3. Zasady odłączania, wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej**
- II.3.1. Zasady odłączania**
- II.3.1.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej OSD określone w niniejszym rozdziale obowiązują OSD, sprzedawców oraz podmioty odłączane, jeżeli umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej.
- II.3.1.2. OSD może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej OSD w przypadku:
- a) złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
  - b) rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.3.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej OSD składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- a) miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
  - b) przyczynę odłączenia,
  - c) proponowany termin odłączenia.
- II.3.1.4. OSD ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSD uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez OSD o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu OSD informuje podmiot o warunkach ponownego przyłączenia do sieci.
- II.3.1.5. OSD dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiającym odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej OSD uzgadnia z OSD tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- II.3.1.6. OSD uzgadnia z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych, w tym OSDp, tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSD ma wpływ na warunki pracy sieci tych operatorów.
- II.3.1.7. W uzasadnionych przypadkach OSD zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej OSD, określające

w szczególności:

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

II.3.1.8. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej OSD odbywa się na zasadach określonych w pkt II.1.

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

II.3.2.1. OSD może wstrzymać, z zastrzeżeniem pkt II.3.2.7. – II.3.2.9. dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSD, jeżeli:

- a) odbiorca nie wyraził zgody na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w Ustawie,
- b) w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że nastąpiło nielegalne pobieranie energii elektrycznej,
- c) odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni kalendarzowych po upływie terminu płatności.

II.3.2.2. OSD na żądanie sprzedawcy energii elektrycznej 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.

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 kalendarzowych od dnia otrzymania tego powiadomienia.

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

II.3.2.5. OSD jest obowiązany 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.

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

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

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

IRiESD		
	Tekst ujednoczony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 31 z 266

państwa.

Ponadto realizacja przez OSD postanowień o których mowa w pkt II.3.2.1.a) lub II.3.2.2. może ulec opóźnieniu bez ponoszenia przez OSD odpowiedzialności z tego tytułu, w przypadku otrzymania przez OSD informacji, że wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej do 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) - OSD może opóźnić wstrzymanie dostarczania energii do czasu wykonania przez odbiorcę czynności usuwających powyższe zagrożenie. W takiej sytuacji, w przypadku gdy wstrzymanie miało nastąpić na wniosek sprzedawcy, OSD zawiadamia niezwłocznie o powyższym sprzedawcę, wraz z podaniem przyczyny.

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 kalendarzowych 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 kalendarzowych 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 kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, wystąpił do Koordynatora do spraw negocjacji, zwanego dalej „Koordynatorem”, z wnioskiem o rozwiązanie sporu w tym zakresie, dostarczania energii nie wstrzymuje się do czasu rozwiązania sporu przez tego Koordynatora.

Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie uwzględniło reklamacji Prosumenta, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego będącego konsumentem, prosument ten może wystąpić, w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, do Koordynatora, z wnioskiem o pozasądowe rozwiązanie sporu w tym zakresie.

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

Jeżeli OSD na żądanie sprzedawcy wstrzymał dostarczanie energii elektrycznej do odbiorcy w gospodarstwie domowym, z przyczyn określonych w pkt II.3.2.1.a) lub II.3.2.2., i taki odbiorca złożył do sprzedawcy reklamację na wstrzymanie dostarczania energii, sprzedawca jest zobowiązany złożyć do OSD niezwłocznie, jednak nie później niż do godz. 11.00 dnia następnego po otrzymaniu reklamacji tego odbiorcy, wniosek o wznowienie dostarczania energii elektrycznej, a OSD wznawia i kontynuuje dostarczanie energii elektrycznej do czasu rozpatrzenia reklamacji przez sprzedawcę. Łączny czas liczony od otrzymania przez sprzedawcę reklamacji odbiorcy w gospodarstwie domowym, do wznowienia przez OSD 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 Urzędu Regulacji Energetyki 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 Urzędu Regulacji Energetyki.
- II.3.2.12. Przepisów pkt II.3.2.10. oraz 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 Urzędu Regulacji Energetyki, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt II.3.2.1., może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy temu odbiorcy. Koszt zainstalowania tego układu ponosi przedsiębiorstwo energetyczne.
- II.3.2.14. W przypadku, o którym mowa w pkt II.3.2.2., OSD bez zbędnej zwłoki wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej w terminie do czterech dni roboczych od dnia otrzymania żądania wstrzymania od sprzedawcy. Sprzedawca ma prawo anulowania żądania wstrzymania dostarczania energii, poprzez złożenie do OSD wniosku o wznowienie dostarczania energii. W takim przypadku OSD podejmie kroki w celu niedopuszczenia do wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jednak nie ponosi odpowiedzialności w sytuacji, w której anulowanie wniosku o wstrzymanie nie było możliwe.
- II.3.2.15. W przypadku wystąpienia:
- masowych awarii sieci elektroenergetycznych,
  - przerw katastrofalnych powodujących ograniczenia techniczne i organizacyjne,
  - konieczności wykonania wyłączeń planowych,
  - braku technicznych możliwości wstrzymania dostarczania energii
- termin, o którym mowa w pkt II.3.2.14. może ulec wydłużeniu.
- II.3.2.16. OSD powiadamia sprzedawcę o wstrzymaniu lub wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, w terminie do trzech dni roboczych od dokonania wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
- II.3.2.17. Jeżeli nie doszło do wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej na żądanie lub wniosek sprzedawcy, w terminach o których mowa w pkt II.3.2., w tym z przyczyn niezależnych od OSD, OSD w terminie do trzech dni roboczych po upływie tych terminów, powiadomi o tym fakcie sprzedawcę, wskazując przyczyny uniemożliwiające wstrzymanie lub wznowienie dostarczania energii elektrycznej.
- II.3.2.18. Wymiana informacji o których mowa w pkt II.3.2., między OSD i sprzedawcą odbywa się zgodnie z pkt A.9. IRiESD-Bilansowanie.
- II.3.2.19. Wstrzymanie i wznowienie dostarczania energii elektrycznej odbiorcom pobierającym energię elektryczną z Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSD dokonywane jest poprzez wstrzymanie przez Zarządcę infrastruktury kolejowej możliwości korzystania przez odbiorcę z linii kolejowych z wykorzystaniem Elektrycznej trakcji kolejowej.
- II.3.3. Zasady zaprzestania oraz ponownego rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej**
- II.3.3.1. OSD może zaprzestać dostarczania energii elektrycznej w przypadku wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej. W przypadku

pojazdów trakcyjnych zaprzestanie oraz ponowne rozpoczęcie dostarczania odbywa się zgodnie z uwarunkowaniami Zarządcy infrastruktury kolejowej.

- II.3.3.2. OSD po zaprzestaniu dostarczania energii elektrycznej może odłączyć podmiot od sieci z zachowaniem zasad odłączania określonych w rozdziale II.3.
- II.3.3.3. Ponowne rozpoczęcie dostarczania energii elektrycznej po ustaniu przyczyn zaprzestania, o którym mowa w pkt II.3.3.1., jeżeli nie nastąpiło odłączenie, następuje po spełnieniu wymagań określonych przez OSD zgodnie z wymaganiami powszechnie obowiązującego prawa oraz zawarciu nowej umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.3.3.4. Ponowne rozpoczęcie dostarczania energii elektrycznej podmiotowi po odłączeniu podmiotu na skutek zaprzestania, o którym mowa w pkt II.3.3.1. odbywa się po przeprowadzeniu procesu przyłączenia podmiotu do sieci OSD.

## **II.4. Wymagania techniczne dla urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców, połączeń międzysystemowych, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych i urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego**

### **II.4.1. Wymagania ogólne**

- II.4.1.1. Zgłaszane do pobierania energii elektrycznej pojazdy trakcyjne oraz przyłączane do sieci dystrybucyjnej OSD urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:
- bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
  - zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
  - zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
  - dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
  - spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
  - możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.
- 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, a w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności, dotyczących technologii wytwarzania energii, a w zakresie pojazdów trakcyjnych i innych urządzeń zasilanych napięciem prądu stałego 3 kV – również w przepisach polskiego i europejskiego prawa z zakresu transportu kolejowego, w tym odnoszących się do Technicznych Specyfikacji Interoperacyjności oraz wymagania kreślone w Załączniku nr 2 do IRiESD.
- II.4.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.
- II.4.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD oraz pojazdy trakcyjne nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia lub w IRiESD -

Korzystanie, powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie Prawa energetycznego lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej.

- II.4.1.5. W przypadku obiektów nowobudowanych i modernizowanych, gdy spełnienie przez podmiot przyłączony lub przyłączany do sieci dystrybucyjnej określonych w IRiESD wymagań technicznych nie jest możliwe, podmiot ten zobowiązany jest do opracowania innych wymagań, przedstawienia uzasadnienia proponowanych odstępstw od wymagań określonych w IRiESD oraz uzgodnienia tych wymagań z OSD, z zastrzeżeniem obowiązku spełnienia wymagań określonych w Ustawie oraz przepisach wykonawczych do tej ustawy.
- II.4.1.6. 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 późn. zm., 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 dystrybucyjnej OSD muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSD.
- II.4.2.2. Na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD, objętych umową przesyłową z OSP, OSD 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 koordynowanej sieci 110 kV są obliczane przez OSP lub OSD w uzgodnieniu z OSP.

Na pozostałych obszarach sieci dystrybucyjnej OSD, nie objętych umową przesyłową z OSP, OSD określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci dystrybucyjnej nastawienia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w sieci 110 kV i SN są koordynowane z OSDp.

## **II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych**

- II.4.3.1. Na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD, objętych umową przesyłową z OSP, wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV są określone przez OSP w IRiESP, z uwzględnieniem wymagań IRiESD oraz TCM.

Na pozostałych obszarach sieci dystrybucyjnej, nie objętych umową przesyłową z OSP, wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV są określone przez OSP w IRiESP, przez OSDp w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej tego OSDp 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 OSD, z uwzględnieniem szczegółowych

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 35 z 266

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 dla linii bezpośrednich**

II.4.4.1. Warunkiem przystąpienia do budowy linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w Ustawie.

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

II.4.4.3. W uzasadnionych przypadkach OSD może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w pkt II.4.4.2.

II.4.4.4. Linie bezpośrednie oraz łączone za ich pośrednictwem urządzenia, instalacje, sieci oraz jednostki wytwórcze, winny spełniać wymagania techniczne określone w pkt II.4.2. oraz II.4.3.

II.4.4.5. Połączenia międzysystemowe, linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami pkt II.4.7.

II.4.4.6. OSD może określić w warunkach przyłączenia inne lub dodatkowe wymagania techniczne związane z przyłączaniem linii bezpośrednich oraz połączeń międzysystemowych niż określone w niniejszej IRiESD.

II.4.4.7. OSD może zdecydować o czasowym wyłączeniu lub załączeniu linii bezpośrednich w tym także do pracy w układach innych niż normalny, jeżeli jest to podyktowane względami bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.

II.4.4.8. Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych czynników technicznych dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej OSD.

#### **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

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 36 z 266

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 OSD opinię o braku możliwości spełnienia tych wymagań. Jeżeli OSD zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający opinię ma obowiązek przedłożyć OSD opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.

- II.4.5.1.2. W uzasadnionych przypadkach OSD stosuje układy i urządzenia EAZ. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez OSD. Dotyczy to urządzeń czynnych, jak i nowoprojektowanych. Układy i urządzenia EAZ nowoprojektowane powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez OSD.

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

- II.4.5.1.3. Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego Rozporządzenia systemowego.
- II.4.5.1.4. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać co najmniej: rodzaj i usytuowanie układu zabezpieczeniowego, warunki współpracy, dane techniczne i inne wymagania w zakresie EAZ.
- II.4.5.1.5. OSD określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD. W uzasadnionych przypadkach OSD uwzględnia warunki stosowania EAZ zawartych w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.
- II.4.5.1.6. OSD dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany. Informacje o aktualizacji OSD przekazuje OSDp w sposób opisany w IRiESD OSDp.
- 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 zadaniami. W celu zapewnienia selektywności zaleca się stopniowanie nastaw czasowych zabezpieczeń co 0,3 – 0,5 s. Przy stosowaniu zabezpieczeń cyfrowych zaleca się wartość 0,3 s.
- II.4.5.1.9. Należy tak dobierać zabezpieczenia i ich nastawy, aby każde zabezpieczenie było rezerwowane przez zabezpieczenia sąsiednich elementów systemu elektroenergetycznego. Wymaganie obowiązuje także wówczas, gdy w danym punkcie

jest zainstalowane zabezpieczenie podstawowe i rezerwowe.

- II.4.5.1.10. Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi). Jeżeli w IRiESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.
- II.4.5.1.11. 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.4.5.1.12. Warunki współpracy pomiędzy systemem zasilania (podstacjami trakcyjnymi) i pojazdami trakcyjnymi określone są w normie PN-EN 50388 „Zastosowania kolejowe - System zasilania i tabor - Warunki techniczne koordynacji pomiędzy systemem zasilania (podstacja) i taborem w celu osiągnięcia interoperacyjności”. Zgodnie z zasadą koordynacji zabezpieczeń w systemie 3 kV DC w przypadku zwarcia na elektrycznej trakcji kolejowej, zaleca się aby wyłącznik na pojeździe trakcyjnym zadziałał na tyle szybko, żeby uniknąć zadziałania wyłącznika na podstacji trakcyjnej.

## **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 110kV**

II.4.5.2.2.1. Linie blokowe wyposaża się w:

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

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

II.4.5.2.2.2. Linie blokowe 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,

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 38 z 266

- 5) jeśli do stacji na jednym z krańców linii jest przyłączony GPO, to zabezpieczenia odległościowe muszą pracować współbieżnie.

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

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

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

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

- 1) zabezpieczenie podstawowe odcinkowe,
- 2) zabezpieczenie rezerwowe odległościowe uwspółbieżnione wyposażone w dodatkową funkcję zabezpieczenia ziemnozwarciowego prądowego, kierunkowego,
- 3) blokadę przed podaniem napięcia od strony jednostki wytwórczej,
- 4) zabezpieczenia odległościowe i ziemnozwarciowe należy wyposażyć w funkcję echa lub inną umożliwiającą jednoczesne dwustronne wyłączenie linii niezależnie od wartości mocy generowanej przez jednostkę wytwórczą. Funkcja ta powinna realizować warunki:
  - a) odbiór sygnału z zabezpieczenia na drugim końcu linii,
  - b) brak pobudzenia członów pomiarowych w kierunku „do przodu” i „do tyłu”, napięcie składowej 3U0 powyżej wartości nastawionej,
- 5) układ przesyłania impulsów bezwarunkowego wyłączenia na przeciwległy koniec linii z wykorzystaniem niezależnych łącz.

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

II.4.5.2.3.1. Jeśli GPO sąsiaduje terenowo ze stacją OSD 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 wyposażyć w jeden zespół zabezpieczenia szyn, zapewniający selektywne wyłączenie systemów (sekcji) szyn zbiorczych, w tym także zwarć zlokalizowanych między wyłącznikiem, a przekładnikiem prądowym w polach łączników szyn.

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

### **II.4.5.2.5. Wymagania szczegółowe dla Lokalnej Rezerwy Wyłącznikowej**

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 39 z 266

- II.4.5.2.5.1. Rozdzielnie 110 kV należy wyposażać w niezależne układy lokalnego rezerwowania wyłączników (LRW). Dopuszcza się stosowanie układu zabezpieczenia szyn zintegrowanego z układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.
- II.4.5.2.5.2. Do kontroli wyłączenia się wyłącznika dla celów LRW należy stosować kryterium prądowe i wyłącznikowe, przy wykorzystaniu dwóch styków pomocniczych bezpośrednio z wyłącznika, a w uzasadnionych przypadkach tylko jednego z ww. kryteriów.
- II.4.5.2.5.3. Wyłączenie odpowiedniego systemu lub sekcji szyn, powinno być poprzedzone dodatkowym impulsem wyłączającym z elementu układu LRW przypisanego polu, w którym nastąpiło zawiedzenie wyłącznika.

### **II.4.5.2.6. Wymagania szczegółowe dla łączników szyn**

II.4.5.2.6.1. Łączniki szyn w stacjach systemowych 110 kV wyposażać należy w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie wyłącznika własnego pola:

- 1) rozcinające jako podstawowe,
- 2) komplet zabezpieczeń umożliwiających realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych niezbędnych do zastąpienia innego pola (rezerwacja pól odpływowych, transformatorowych i blokowych) przy użyciu pola łącznika szyn.

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

### **II.4.5.3. Wymagania dla transformatorów**

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

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarcí wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciove, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarcí 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 zaczeów.

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

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

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

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



transformatorów współpracujących z jednostkami wytwórczymi):

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

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

#### **II.4.5.4. Wymagania dla sieci SN**

##### **II.4.5.4.1. Wymagania ogólne**

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

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

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

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

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

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

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

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

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 41 z 266

- 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 do nowych warunków pracy.

#### **II.4.5.4.2. Wymagania dla linii SN**

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

- 1) od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych,
- 2) od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno – kablowa,
- 4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej, jeśli jest taka potrzeba,
- 5) umożliwiające współpracę ze stacijną automatyką SCO lub być wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe,
- 6) SPZ/SCO lub posiadać inny układ realizujący tą funkcję - jeśli OSD tego wymaga.

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

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych, każde z nich ma mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej. Zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) układy automatyki wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno – kablowa,
- 4) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium  $df/dt$ ,
- 5) zabezpieczenia nad- i podnapięciowe zasilane z przekładników napięciowych umieszczonych za wyłącznikiem,
- 6) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje prawdopodobieństwo utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde

ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola

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

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

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

#### **II.4.5.4.3. 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.

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 dwuzwojeniowych wyłączenie dwustronne (zalecane) lub tylko po stronie SN,
- 2) dla transformatorów trójzwojeniowych 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 zwarcí wewnętrznych,
- 4) zabezpieczenia nadnapięciowe.

#### **II.4.5.4.5. Wymagania dla łączników szyn**

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

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

#### **II.4.5.4.6. Wymagania dla pól pomiaru napięcia**

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

- 1) zanik, obniżenie lub wzrost napięcia na szynach SN, kontrolowane mają być napięcia przewodowe, a zabezpieczenie ma 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 OSD,
- 3) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,
- 4) zabezpieczenie szyn zbiorczych, które może być w wykonaniu różnicowym poprzecznym lub nadprądowo-logicznym. Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi. Zabezpieczenie to powinno działać z czasem nie dłuższym niż 0,3 s,
- 5) SZR, jeśli rozdzielnia SN w stacji 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),
- 2) przed załączeniem zasilania rezerwowego wyłączać linie, do których przyłączone są jednostki wytwórcze.

#### **II.4.5.5. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ**

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

II.4.5.5.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

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

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

II.4.5.5.4. OSD decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w zabezpieczenie od skutków mocy zwrotnej.

II.4.5.5.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z OSD lub przez niego ustalone.

#### **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

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 45 z 266

po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.

- II.4.5.5.6.2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.
- II.4.5.5.6.3. Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA powinny samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.
- II.4.5.5.6.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe zwłoczne,
  - 2) nadprądowe zwarciove,
  - 3) nad- i pod-napięciowe,
  - 4) od wzrostu prędkości obrotowej lub nadczęstotliwościowe,
  - 5) ziemnozwarciowe zerowonapięciowe.
- II.4.5.5.6.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe od skutków zwarc międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciove,
  - 2) nad- i podnapięciowe,
  - 3) nad- i podczęstotliwościowe,
  - 4) ziemnozwarciowe.
- II.4.5.5.6.6. Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.
- II.4.5.5.6.7. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.

## **II.4.6. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych**

### **II.4.6.1. Wymagania ogólne**

#### II.4.6.1.1. Wymagania techniczne dla:

- 1) układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD obowiązują z dniem wejścia w życie IRiESD w przypadkach układów pomiarowych instalowanych i modernizowanych,

Obowiązek dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych lub ich elementów do wymagań zawartych w niniejszej IRiESD oraz w rozporządzeniu pomiarowym 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 OSD przydziela standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G.

2) urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego, w tym dla pojazdów trakcyjnych – określa pkt II.4.6.5. oraz Załącznik nr 2 do IRiESD.

II.4.6.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia.

W przypadku urządzeń, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej lub dla których nie jest wymagana homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo badań (świadectwo wzorcowania), potwierdzające poprawność pomiarów zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria posiadające akredytację w przedmiotowym zakresie. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym.

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 przepisami odrębnymi.

Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych oraz oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz z wcześniej wystawionym świadectwem legalizacji, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do OSD. 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. Świadectwo wzorcowania dla przekładników pomiarowych prądowych lub napięciowych wydawane i uznawane jest bez terminu ważności.

Urządzenia podlegające wzorcowaniu powinny posiadać cechę zabezpieczającą nałożoną przez producenta lub laboratorium oraz nałożoną przez laboratorium cechę potwierdzającą dokonanie wzorcowania.

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

II.4.6.1.4. Układy 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 ogólnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci 110 kV,
- b) po stronie 110 kV transformatorów 110 kV/SN lub w polach liniowych 110 kV, stanowiące 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 50kW,
  - e) po stronie napięcia sieci, na której dany podmiot jest przyłączony – w przypadku podmiotów przyłączonych do sieci SN i nN,
  - 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, 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 110kV linii stanowiących połączenia krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami elektroenergetycznymi innych państw,
  - b) w polach liniowych 110kV 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 OSD 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 na stacjach elektroenergetycznych OSD transformujących napięcie SN/nN,
  - c) w miejscach w sieci na poziomie SN i nN, w których energia elektryczna jest zużywana na potrzeby własne OSD, w stacjach elektroenergetycznych NN/110kV, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez OSD od OSP, w celu zasilania potrzeb własnych OSD związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej,
- 4) w pozostałych przypadkach - w miejscu wskazanym w umowie o przyłączenie do lub umowie dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej.

Za zgodą OSD dopuszcza się, w uzasadnionych technicznie przypadkach instalację

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 48 z 266



układów pomiarowo rozliczeniowych po stronie niskiego napięcia transformatora SN/nN, dla układów pomiarowych kategorii B1 i B2, o ile moc znamionowa transformatora nie jest większa niż 200kW.

Za zgodą OSD uwarunkowana jest akceptacja przez podmiot przyłączony lub odbiorcę, doliczenia ilości strat mocy i energii elektrycznej zapisanych w umowie o przyłączenie lub umowie dystrybucyjnej albo umowie kompleksowej.

- II.4.6.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują układy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z wymaganiami określonymi w IRiESP.
- II.4.6.1.6. OSD z OSDp oraz z OSP, dla odcinka przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej, 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.4.6.1.7. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych, za wyjątkiem urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego, dzieli się na 6 kategorii:
- kategoria A - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do I lub II grupy przyłączeniowej, niezależnie od mocy pobieranej lub wprowadzonej do sieci,
  - 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,
  - 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,
  - 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,
  - 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,
  - 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 nieznaną, wartość mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci jest wyznaczana jako wartość mocy przyłączeniowej odpowiednio pobieranej lub wprowadzanej.

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.4.6.1.8. Liczniki zdalnego odczytu powinny umożliwiać pomiar i rejestrację wartości zgodnie z załącznikiem 1 i 3 do rozporządzenia pomiarowego.
- II.4.6.1.9. Dane pomiarowe z układów pomiarowo-rozliczeniowych są pozyskiwane i przekazywane do LSPR. Wymagania dotyczące technologii transmisji danych określa OSD.

Wymagania co do szybkości, częstości i jakości transmisji danych kanałami

telekomunikacyjnymi określa OSD.

II.4.6.1.10. 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.4.6.1.11. Miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego określa OSD, 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.4.6.1.12. Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być dobrane zgodnie z kategorią układu pomiarowo-rozliczeniowego określoną w punktach II.4.6.2., II.4.6.3, II.4.6.4. i zainstalowane w każdej z faz. Prąd znamionowy przekładników prądowych powinien być dostosowany do mocy umownej, tak aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

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

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

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

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

II.4.6.1.13. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych 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.4.6.1.14. Dla kategorii T zabudowane są inne urządzenia pomocnicze (przetworniki, boczniki itp.) wspomagające dokonywanie pomiaru wielkości elektrycznych, przy czym klasa dokładności urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego jest określona w

Załączniku nr 2 do IRiESD.

- II.4.6.1.15. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych powinien być  $\leq 5$ . W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku  $FS \leq 10 > 5$ , o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD.
- II.4.6.1.16. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania. Plombowanie musi umożliwiać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.
- II.4.6.1.17. W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej, zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt II.4.6.1.8., następuje na wniosek odbiorcy lub OSD. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- II.4.6.1.18. W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSD może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym (np. pomiar energii biernej lub strat) zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESD.
- II.4.6.1.19. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez odbiorcę, sprzedawcę lub OSD.
- II.4.6.1.20. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
- II.4.6.1.21. W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i OSD.
- II.4.6.1.22. OSD przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14-stu dni od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż OSD, to podmiot ten ma obowiązek przekazać OSD zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.
- II.4.6.1.23. Podmiot niebędący właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego pokrywa koszty sprawdzenia prawidłowości działania tego układu oraz badania laboratoryjnego tylko w przypadku, gdy nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego.
- II.4.6.1.24. OSD przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.4.6.1.25. Jeżeli OSD nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSD zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze Stron (OSD, odbiorca, wytwórca) nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt II.4.6.1.26.
- II.4.6.1.26. W ciągu 30 dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, odbiorca może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego

elementu układu pomiarowego. OSD umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

- II.4.6.1.27. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt II.4.6.1.26. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- II.4.6.1.28. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD.
- II.4.6.1.29. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, OSD zwraca koszty, o których mowa w pkt II.4.6.1.23. i II.4.6.1.27., a OSD dokonuje korekty dostarczonej/odebranej energii elektrycznej, na podstawie której dokonywane są korekty rozliczeń pomiędzy podmiotami prowadzącymi rozliczenia tego podmiotu, o ile do rozliczeń nie można było wykorzystać wskazań innego układu pomiarowego.
- II.4.6.1.30. W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.
- II.4.6.1.31. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, OSD wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.
- II.4.6.1.32. Bez względu na kategorię układu pomiarowego OSD ma prawo zainstalować własny licznik energii elektrycznej komunikujący się z LSPR w podstawowym układzie pomiarowym.

#### **II.4.6.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A**

- II.4.6.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S,
  - b) przekładniki napięciowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
  - c) liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla energii czynnej i nie gorszą niż 0,5S dla energii biernej,
  - d) liczniki zdalnego odczytu mają współpracować z LSPR.
- II.4.6.2.2. OSD instaluje analizator jakości energii elektrycznej w układzie pomiarowo-rozliczeniowym kategorii A – w przypadku:
- a) odbiorców,
  - b) 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,
  - c) magazynów energii elektrycznej.

OSD 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.4.6.2.3. 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.4.6.2.1.

#### **II.4.6.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B**

II.4.6.3.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii B3, B2, B1, spełniają następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S,
- b) przekładniki napięciowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
- c) liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej i nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej,
- d) w przypadku kategorii B3 liczniki zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym podstawowym i rezerwowym mogą być zasilane z jednego rdzenia lub uzwojenia przekładników.

#### **II.4.6.4. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C**

II.4.6.4.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1 są następujące:

- a) przekładniki prądowe, o ile występują w układzie pomiarowo-rozliczeniowym, mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
- b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż B dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 dla pomiaru energii biernej.

II.4.6.4.2. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2 są następujące:

- a) przekładniki prądowe, o ile występują mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
- b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej.

II.4.6.4.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych wymienione w pkt II.4.6.4.1. i II.4.6.4.2. dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych lub modernizowanych objętych postępowaniami przetargowymi wszczętymi po dniu wejścia w życie rozporządzenia pomiarowego.

#### **II.4.6.5. Wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego kategorii T**

II.4.6.5.1. Wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego kategorii T są następujące:

*I. dla pojazdów trakcyjnych:*

- a) urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego powinny być zainstalowane bezpośrednio na pojazdach trakcyjnych, konieczne jest stosowanie jednego urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego dla każdego pojazdu trakcyjnego; dopuszcza się stosowanie kilku urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego odpowiadającej ilości członów pojazdu trakcyjnego w układzie zapewniającym całkowity pomiar energii elektrycznej pobieranej przez pojazd trakcyjny,
- b) urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego powinny mieć klasę nie gorszą niż 2,0 dla energii elektrycznej,
- c) urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy elektrycznej w okresach

- 5, 10, 15, 60 minut przez co najmniej 60 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy i posiadać zabezpieczenia uniemożliwiające dostęp do danych pomiarowych osobom nieupoważnionym,
- d) urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
  - e) urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSD przy czym transmisja ta powinna być prowadzona w sposób uniemożliwiający dostęp do danych pomiarowych osobom nieupoważnionym.
  - f) powinien być możliwy lokalny odczyt urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych,
  - g) urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych wraz z parametrami umożliwiającymi ich lokalizację).

II. dla innych urządzeń zasilanych napięciem 3kV prądu stałego:

- a) stosuje się jedno urządzenie do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego dla każdego urządzenia (PPE),
- b) urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego powinny mieć klasę nie gorszą niż 2,0 dla energii elektrycznej,
- c) urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy elektrycznej w okresach 5, 10, 15, 60 minut przez co najmniej 60 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy i posiadać zabezpieczenia uniemożliwiające dostęp do danych pomiarowych osobom nieupoważnionym,
- d) urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- e) urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSD przy czym transmisja ta powinna być prowadzona w sposób uniemożliwiający dostęp do danych pomiarowych osobom nieupoważnionym.
- f) powinien być możliwy lokalny odczyt urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

Szczegółowe wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego kategorii T są zawarte w Załączniku nr 2 do IRiESD.

#### II.4.7. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

- II.4.7.1. OSD odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.
- II.4.7.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z OSDp, a w przypadkach określonych przez OSD również z innymi podmiotami.
- II.4.7.3. W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt IV.4.8.1. zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 54 z 266

niezbędnych działań.

## **II.5. Dane przekazywane do OSD przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej w tym odbiorców pobierających energię elektryczną z Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSD**

### **II.5.1. Zakres danych**

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

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

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

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 OSD, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSD.

II.5.1.3. Dane strukturalne, o których mowa w pkt II.5.1.2. lit. b), są przekazywane corocznie przez podmioty przekazujące dane do OSD, w terminie do dnia 15-go sierpnia roku poprzedzającego, na kolejne 5 lat kalendarzowych, przy czym każdy podmiot przekazujący dane do OSD dokonuje przeglądu przekazywanych informacji i przekazuje zaktualizowane informacje do OSD, zgodnie z zasadami określonymi w TCM.

II.5.1.4. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze oraz farmy wiatrowe przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD o mocy osiągalnej równej 5MW i wyższej, przekazują dane do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych prowadzonego przez OSP zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP.

### **II.5.2. Dane opisujące stan istniejący**

II.5.2.1. Wytwórcy przekazują do OSD 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 wskazani przez OSD przyłączeni do sieci dystrybucyjnej, przekazują do OSD następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:

- a) dane o 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. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

### **II.5.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez OSD**

II.5.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD 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 projektach zarządzania popytem,
- d) inne dane w zakresie uzgodnionym przez OSD i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej OSD.

II.5.3.2. Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

### **II.6. Zasady pobierania energii elektrycznej prądu stałego**

II.6.1. Pobieranie energii elektrycznej do pojazdów trakcyjnych, odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej oraz po uprzednim zgłoszeniu pojazdu trakcyjnego lub innego urządzenia zasilanego napięciem prądu stałego 3 kV do pobierania energii elektrycznej po weryfikacji i odbiorze dokonanym przez OSD w zakresie spełnienia wymagań odnośnie pobierania energii elektrycznej trakcyjnej, w tym: urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego, mocy zainstalowanej, mocy pobieranej, zabezpieczeń prądowych, zwarciovych, napięciowych jest określona w Załączniku nr 2 do IRiESD.

II.6.2. Odbiór urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego dla pojazdu trakcyjnego - wymagania dotyczące lokalizacji urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego oraz innych urządzeń i ich parametrów są szczegółowo zawarte w dokumentacji technicznej instalacji urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego na pojeździe trakcyjnym.

II.6.3. Odbiór urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego dla pozostałych urządzeniach lub obiektach nie wymienionych w pkt II.6.2. - wymagania dotyczące urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego oraz innych urządzeń i jego parametrów są szczegółowo zawarte w dokumentacji technicznej instalacji.

## **III. Warunki korzystania z sieci dystrybucyjnej**

### **III.1. Charakterystyka korzystania z sieci elektroenergetycznych**

III.1.1. Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu określonych w Ustawie i aktach wykonawczych do ustawy oraz umowie o świadczenie usług dystrybucji lub w umowie kompleksowej.

III.1.2. OSD na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów prawa i IRiESD, świadczy usługi dystrybucji, zapewniając wszystkim użytkownikom systemu zaspokojenie uzasadnionych potrzeb



w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.

### **III.2. Warunki świadczenia przez OSD usług dystrybucji energii elektrycznej**

- III.2.1. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej zawartej przez sprzedawcę, który jest stroną GUD-k z OSD, na zasadach i warunkach określonych w Ustawie, aktach wykonawczych do tej ustawy, koncesji OSD na dystrybucję energii elektrycznej, IRiESD i Taryfie OSD.
- III.2.2. Podmiot zainteresowany korzystaniem z usług dystrybucji energii elektrycznej świadczonych przez OSD jest zobowiązany złożyć wniosek o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej; wzór wniosku jest dostępny na stronie [www.pgeenergetykakolejowa.pl](http://www.pgeenergetykakolejowa.pl).
- III.2.3. Złożenie wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji odbywa się zgodnie z procedurą opisaną w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi (zwanej dalej „IRiESD-Bilansowanie”) tak jak w przypadku pierwszej zmiany sprzedawcy.
- III.2.4. OSD opracowuje i udostępnia użytkownikom systemu wzory umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej właściwe dla poszczególnych grup (typów) użytkowników systemu dystrybucyjnego.
- III.2.5. W przypadkach związanych w szczególności ze zmianą IRiESD lub aktów prawnych wpływających na zmianę dotychczasowych warunków świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej, skutkujących koniecznością dokonania istotnych zmian postanowień zawartych umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, OSD może udostępniać wzory aneksów do tych umów.
- III.2.6. Udostępnianie wzorów umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub wzorów aneksów do tych umów odbywa się poprzez ich opublikowanie i aktualizację na stronie internetowej OSD.
- III.2.7. Wzory umów, o których mowa powyżej, stanowią podstawę do przygotowania projektu umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, jak też projektu aneksu do tych umów.

### **III.3. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu**

#### **III.3.1. Postanowienia ogólne**

- III.3.1.1. OSD świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu zgodnie z przepisami powszechnie obowiązującego prawa, z uwzględnieniem wynikającego z norm prawnych obowiązku zapewnienia pierwszeństwa w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii oraz w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa KSE oraz – w zakresie usług dystrybucji dla pojazdów trakcyjnych oraz dla odbiorów prądu stałego zasilanego napięciem 3kV – z uwzględnieniem wymagań Zarządcy infrastruktury kolejowej mających zastosowanie do świadczenia usług dystrybucji przez OSD.

- III.3.1.2. W celu realizacji powyższego obowiązku OSD w szczególności:

a) opracowuje i udostępnia wzory wniosków i umów oraz IRiESD,

<b>IRiESD</b>		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 57 z 266

- b) publikuje na swojej stronie internetowej informacje, których obowiązek publikacji wynika z powszechnie obowiązujących przepisów, decyzji administracyjnych i IRiESD.

III.3.1.3. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

- 1) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
- 2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- 3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci,
- 4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
  - a) ogłoszeń prasowych, lub internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych albo w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
  - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych lub telefonicznych lub za pomocą środka komunikacji elektronicznej - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- 5) informowanie na piśmie, z co najmniej:
  - a) tygodniowym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
  - b) rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
  - c) 3 letnim wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
- 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w ppkt 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
- 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do Ustawy lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W

przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do Ustawy lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie OSD,

- 10) udzielanie bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej, w wysokości określonej w taryfie lub umowie.

OSD 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 IRiESP-Bilansowanie w rozdziale H.

- III.3.1.4. Na żądanie odbiorcy OSD dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w Ustawie i aktach wykonawczych do tej ustawy oraz pkt II.4.6.1.

## **IV. Eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci**

### **IV.1. Przepisy ogólne**

- IV.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD muszą spełniać warunki legalizacji, uzyskiwania homologacji i/lub certyfikatów, znaku CE oraz innych wymagań określonych odrębnymi przepisami. Pojazdy trakcyjne i inne urządzenia zasilane napięciem prądu stałego 3 kV muszą posiadać dodatkowo certyfikaty, pozwolenia i inne dokumenty wymagane przepisami, w szczególności Ustawy o transporcie kolejowym.

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

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

- IV.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSD 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.

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

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

- IV.1.4. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 59 z 266

oraz OSD, uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.

IV.1.5. OSD prowadzi eksploatację urządzeń elektroenergetycznych wchodzący w skład systemu dystrybucyjnego OSD, zgodnie z zapisami niniejszej IRiESD oraz w oparciu o zasady i instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń, w tym układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych.

IV.1.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD zobowiązane są do eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej i telemechaniki), a tym samym obowiązek utrzymywania tych elementów w należyтым stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.

OSD 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 eksploatowanej przez OSD

IV.1.7. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnej eksploatowanej przez OSD określa OSD.

## **IV.2. Przyjmowanie urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji**

IV.2.1. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci: nowych, przebudowanych i po remoncie - odbywa się na zasadach określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także na warunkach zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej oraz spełnieniu wymagań, o których mowa w pkt X.6. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

IV.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 OSD przyłączane lub przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, po dokonaniu remontu lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane procedurom weryfikującym zgodność z wymaganiami, o których mowa w pkt X.6. przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.

IV.2.3. Procedury, o których mowa w pkt IV.2.2. są ustalane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, OSD i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.

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

OSD 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. Powyższe dotyczy również dokumentacji dla pojazdów trakcyjnych i innych urządzeń zasilanych napięciem prądu stałego 3 kV wydanej dla przewoźnika kolejowego lub producenta urządzeń.

## **IV.3. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji**

IV.3.1. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 60 z 266

decyzji właściciela urządzeń.

- IV.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z OSD, jeżeli urządzenie ma wpływ na prace sieci dystrybucyjnej OSD.

#### **IV.4. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorami systemów dystrybucyjnych**

- IV.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych OSD są prowadzone w uzgodnieniu z OSD.

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

- IV.4.3. OSD dokonuje niezbędnych uzgodnień z OSP w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w koordynowanej sieci 110 kV, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej OSP.

- IV.4.4. OSD dokonuje niezbędnych uzgodnień z OSDp w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w sieci dystrybucyjnej, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej OSDp.

- IV.4.5. Likwidacja odcinków linii oraz stacji transformatorowo – rozdzielczych w koordynowanej sieci 110 kV, może zostać rozpoczęta po uzyskaniu opinii OSP.

#### **IV.5. Dokumentacja techniczna i prawna**

- IV.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 aktualizację dokumentacji przez inny podmiot działający na podstawie umowy zawartej z właścicielem. Rodzaj i zakres prowadzonej dokumentacji określa umowa.

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

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

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

- a) dokumentację powykonawczą,
- b) protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,
- c) dokumentację fabryczną urządzenia, w tym: świadectwa, karty gwarancyjne, fabryczne instrukcje obsługi, opisy techniczne, rysunki konstrukcyjne, montażowe i zestawieniowe,
- d) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,
- e) dokumentację eksploatacyjną i ruchową.

- IV.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.
- IV.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.

#### **IV.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych**

- IV.6.1. OSD, w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.
- IV.6.2. W przypadku powierzenia OSD prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń

zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

#### **IV.7. Wymiana informacji eksploatacyjnych**

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

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

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

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

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

#### **IV.8. Ochrona środowiska naturalnego**

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

IV.8.2. OSD stosuje środki techniczne i organizacyjne ograniczające wpływ pracy urządzeń elektrycznych na środowisko naturalne.

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

#### **IV.9. Ochrona przeciwpożarowa**

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

IV.9.2. OSD zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji w eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

#### **IV.10. Planowanie prac eksploatacyjnych**

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

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

- IV.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych OSD zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej OSD lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.
- IV.10.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD uzgadniają z OSD prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć one wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.
- IV.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej OSD. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt V.6. i VI.6.
- IV.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD przekazują do OSD zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt V.6. i VI.6.

#### **IV.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac**

- IV.11.1. OSD opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.
- IV.11.2. Pracownicy zatrudnieni przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinni posiadać odpowiednie kwalifikacje i spełniać określone wymagania zdrowotne oraz być przeszkoleni do pracy na zajmowanych stanowiskach.

### **V. Prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej OSD**

#### **V.1. Obowiązki OSD**

- V.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu sieciowego OSD na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej:
- planuje pracę sieci dystrybucyjnej OSD, w tym opracowuje: programy pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
  - planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD oraz JWCK, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,
  - monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeń dostaw energii elektrycznej,
  - prowadzi działania sterownicze i łączeniowe w układach pracy sieci dystrybucyjnej, o których mowa w pkt VI.2.,
  - opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy kompleksowe oraz umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji z OSP, OSDp oraz z odbiorcami,
  - wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym,
  - likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej OSD awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej samodzielnie oraz we współpracy z OSP, OSDp oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,



- h) zbiera i przekazuje do OSP i OSDp dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP oraz instrukcjami ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.
- V.1.2. Planowanie pracy sieci dystrybucyjnej OSD odbywa się w okresach miesięcznych i rocznych.
- Działania OSD w zakresie bilansowania i regulacji w obszarze sieci dystrybucyjnej OSD, jako części składowej KSE są ustalane w drodze umowy z OSP oraz zawarte w części IRiESD-Bilansowanie.
- V.1.3. OSP koordynuje prowadzenie ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponuje mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej.
- V.1.4. OSD na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatów sieciowych oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z OSP. Dane niezbędne do określenia nastaw automatów w koordynowanej sieci 110 kV, OSD otrzymuje od OSP.
- V.2. Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich operatora systemu dystrybucyjnego**
- V.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w rozdziale V.1 OSD organizuje służby dyspozytorskie i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb.
- V.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez OSD i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD ma charakter hierarchiczny.
- V.2.3. Służby dyspozytorskie OSD działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego.
- V.2.4. OSD przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:
- układami pracy sieci dystrybucyjnej,
  - pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD i JWCK,
  - urządzeniami sieci dystrybucyjnej,
  - czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.
- V.2.5. Służby dyspozytorskie OSD na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:
- programami pracy sieci dystrybucyjnej,
  - urządzeniami sieci dystrybucyjnej,
  - czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez personel dyżurny wg podziału kompetencji,
  - źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej.
- V.2.6. Zasady współpracy ruchowej własnych służb dyspozytorskich OSD ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemu dystrybucyjnego w tym również z OSDp oraz służbami dyspozytorskimi innych podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, której ruch prowadzi OSD, zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy ruchowej.
- V.2.7. Przedmiotem instrukcji współpracy ruchowej, o której mowa w pkt V.2.6., jest

w zależności od potrzeb:

- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie działań sterowniczych,
- 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,
- e) określenie zasad współpracy,
- 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 prowadzeniem prac eksploatacyjnych.

V.2.8. Użytkownicy systemu są zobowiązani do współpracy ze służbami dyspozytorskimi OSD.

### **V.3. Planowanie produkcji energii elektrycznej**

V.3.1. OSD w zależności od uzgodnień z OSDp sporządza i udostępnia koordynacyjne plany pracy jednostek wytwórczych oraz utrzymywania wielkości mocy źródeł pozostających w gotowości do wytwarzania energii elektrycznej, w tym plan sporządzany na okres roku.

V.3.2. OSD, na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, za wyjątkiem jednostek wytwórczych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV.

### **V.4. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną**

V.4.1. OSD sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej OSD.

V.4.2. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez OSD uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

### **V.5. Programy pracy sieci dystrybucyjnej**

V.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej OSD o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie układu normalnego pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej OSD mogą być opracowane odrębne programy pracy sieci.

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

V.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) rozptyły 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.

V.5.4. Programy pracy sieci 110 kV są uzgadniane z OSP i OSDp.

#### **V.6. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej**

V.6.1. OSD opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy, dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD.

V.6.2. Użytkownicy systemu zgłaszają OSD propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt V.6.3.

V.6.3. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSD propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:

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

V.6.4. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSD wyłączenie elementu sieci dystrybucyjnej o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, na co najmniej 10 dni roboczych przed dniem planowanego wyłączenia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. OSD ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.

V.6.5. OSD podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej OSD w terminie do 5 dni roboczych od daty dostarczenia propozycji wyłączenia.

#### **V.7. Programy łączeniowe**

V.7.1. Służby dyspozytorskie OSD, określają przypadki i zakres przedmiotowy, w których należy sporządzać programy łączeniowe. Programy łączeniowe są opracowywane każdorazowo na żądanie OSD.

V.7.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.

#### **V.8. Zasady dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci**

**dystrybucyjnej**

- V.8.1. Zasady dysponowania mocą jednostek wytwórczych są określone w IRiESP oraz instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.
- V.8.2. Wytwórcy posiadający przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD źródła wytwarzania, uzgadniają z OSD plany maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych oraz harmonogramy remontów planowych.
- V.8.3. Uwzględniając otrzymane zgłoszenia planów pracy, OSD określa dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, innych niż podane w pkt V.8.1.:
- czas synchronizacji,
  - czas osiągnięcia pełnych zdolności wytwórczych,
  - planowane obciążenie mocą czynną,
  - czas odstawienia.
- V.8.4. OSD i OSP uzgadniają, zgodnie z IRiESP, zmiany w planach produkcji jednostek wytwórczych, jeżeli wymaga tego bezpieczeństwo pracy KSE.
- V.8.5. OSD może polecić pracę jednostek wytwórczych z przeciążeniem lub zaniżeniem mocy wytwarzanej poniżej dopuszczalnego minimum, jeśli przewidują to dwustronne umowy lub w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.
- V.8.6. Wytwórcy w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej są zobowiązani do niezwłocznego przekazywania OSD informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.
- V.8.7. Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostki wytwórczej, wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę OSD.
- V.8.8. OSD może ograniczyć pracę lub odłączyć od sieci mikroinstalację o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączoną do sieci OSD w przypadku, gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy tej sieci. Uwzględniając stopień zagrożenia bezpieczeństwa pracy poszczególnych obszarów sieci, OSD w pierwszej kolejności ogranicza proporcjonalnie do mocy zainstalowanej pracę mikroinstalacji albo odłącza ją od sieci. Po ustaniu stanu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci OSD jest obowiązany niezwłocznie przywrócić stan poprzedni.
- V.9. Dane przekazywane przez podmioty do OSD
- V.9.1. OSD otrzymuje od OSP dane zgodnie z zakresem określonym w IRiESP.
- V.9.2. Wskazani przez OSD odbiorcy przyłączeni do sieci OSD sporządzają i przesyłają prognozy zapotrzebowania, w zakresie i terminach określonych przez OSD.
- V.9.3. Wytwórcy i odbiorcy posiadający źródła energii elektrycznej (z wyłączeniem mikroinstalacji), przekazują w formie ustalonej przez OSD następujące informacje:
- proponowany harmonogram remontów kapitalnych i średnich, bilans mocy uwzględniający ubytki mocy z rozbiciem na poszczególne miesiące od stycznia do grudnia danego roku, zestawienie zmian mocy zainstalowanej i osiągalnej z uwzględnieniem numeru urządzenia, wielkości zmiany, daty i przyczyny zmiany (jeśli takie zmiany mają miejsce), planowaną produkcję energii elektrycznej brutto w [MWh] oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej w rozbiciu na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku na następne trzy lata kalendarzowe oraz do dnia 15 stycznia, 15 kwietnia i 15 lipca, w

każdym terminie dla kolejnych 18 miesięcy kalendarzowych,

- b) planowaną miesięczną produkcję energii elektrycznej brutto oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej dla każdej godziny doby do 23 dnia miesiąca poprzedniego,
- c) planowane wartości mocy dyspozycyjnych, maksymalnych i minimalnych. Planowaną produkcję energii elektrycznej brutto w [MWh] oraz planowaną produkcję energii.

## **VI. Współpraca OSD z innymi operatorami i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami oraz operatorami a użytkownikami systemu**

VI.1. OSD współpracuje z następującymi operatorami:

- a) OSP,
- b) operatorami systemów dystrybucyjnych,
- c) OHT,
- d) OH,
- e) operatorami pomiarów,

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

VI.2. Zasady i zakres współpracy OSD z OSP są określone w IRiESP oraz w umowie o świadczenie usług przesyłania zawartej przez OSD i OSP.

VI.3. Zasady i zakres współpracy OSD z OSDp są określone w niniejszej IRiESD, instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp oraz w umowach dystrybucyjnych zawartych przez OSD i OSDp.

VI.4. Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn), realizuje określone w prawie energetycznym, IRiESP oraz niniejszej IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z OSP lub systemu połączonego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.

VI.5. Zasady i zakres współpracy OSD z OSDn są określone w niniejszej IRiESD, instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDn oraz w umowach dystrybucyjnych zawartych przez OSD i OSDn.

VI.6. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w poszczególnych rozdziałach IRiESD.

VI.7. Zasady współpracy OSD z OHT, OH oraz operatorami pomiarów są określone w części IRiESD-Bilansowanie.

VI.8. OHT oraz OH są zobowiązani do podpisania stosownej umowy z OSP oraz z właściwymi OSDp, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

VI.9. Umowy, o których mowa w pkt VI.8 stanowią podstawę rejestracji podmiotów pełniących funkcje OHT oraz OH.

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 69 z 266

VI.10. Na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD objętych umową przesyłową z OSP OSD realizuje obowiązki określone w Prawie energetycznym bezpośrednio we współpracy z OSP.

Na pozostałych obszarach sieci dystrybucyjnej, nieobjętych umową przesyłową z OSP, OSD realizuje określone w Prawie energetycznym obowiązki w zakresie współpracy z OSP za pośrednictwem właściwego OSDp.

## **VII. Wymiana informacji pomiędzy OSD i użytkownikami systemu**

### **VII.1. Dane przekazywane do OSD przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej**

#### **VII.1.1. Zakres danych**

VII.1.1.1. Dane przekazywane do OSD przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:

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

VII.1.1.2. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze oraz farmy wiatrowe przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD o mocy osiągalnej równej 5MW i wyższej, przekazują dane do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych prowadzonego przez OSP zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP.

#### **VII.1.2. Dane opisujące stan istniejący**

VII.1.2.1. Odbiorcy i Wytwórcy przekazują do OSD następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń w zakresie:

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

VII.1.2.2. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

#### **VII.1.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez OSD**

VII.1.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD 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 projektach zarządzania popytem,
- d) inne dane w zakresie uzgodnionym przez OSD i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej OSD.

VII.1.3.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSD następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną:

- a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,

- b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
- c) miesięczne bilanse mocy i energii.

VII.1.3.3. Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

## **VII.2. Informacje udostępniane przez OSD**

### **VII.2.1. Formy wymiany informacji**

VII.2.1.1. Wymiana informacji pomiędzy OSD a użytkownikami systemu może się odbywać:

- a) poprzez systemy teleinformatyczne,
- b) telefonicznie,
- c) drogą elektroniczną,
- d) faksem,
- e) listownie,
- f) poprzez publikację na stronie internetowej,
- g) poprzez udostępnienie do publicznego wglądu w siedzibie OSD.

Wymiana informacji z OSD odbywa się w języku polskim.

Wykorzystanie ww. form dla konkretnych informacji określa OSD, o ile forma wymiany informacji nie została określona przez obowiązujące przepisy.

VII.2.1.2. Do systemów teleinformatycznych służących do zbierania, przekazywania i wymiany informacji zalicza się Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPM).

VII.2.1.3. Strona internetowa OSD jest wykorzystywana przez OSD jako platforma publikacji i udostępniania informacji zainteresowanym podmiotom.

VII.2.1.4. Strona internetowa OSD jest dostępna pod adresem: [www.pgeenergetykakolejowa.pl](http://www.pgeenergetykakolejowa.pl).

### **VII.2.2. Zakres informacji publikowanych przez OSD**

VII.2.2.1. W ramach udostępniania użytkownikom systemu, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej OSD publikuje na swojej stronie internetowej w szczególności:

- a) IRiESD;
- b) taryfę OSD;
- c) inne, publikowane przez OSD zgodnie z Ustawą lub postanowieniami IRiESD.

VII.2.2.2. W zakresie przyłączania do sieci OSD urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich, OSD na swojej stronie internetowej publikuje:

- a) wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia pojazdu trakcyjnego lub innego urządzenia zasilanego napięciem prądu stałego 3 kV do pobierania energii elektrycznej;
- b) informacje dotyczące:
  - 1) podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym 1 kV, lokalizacji przyłączeń, mocy przyłączeniowej, rodzaju instalacji, dat wydania warunków przyłączenia,

zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej,

- 2) wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł, a także planowanych zmian tych wartości w okresie kolejnych 5 lat od dnia ich publikacji, dla całej sieci przedsiębiorstwa o napięciu znamionowym powyżej 1 kV z podziałem na stacje elektroenergetyczne lub ich grupy wchodzące w skład sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym; wartość łącznej mocy przyłączeniowej jest pomniejszana o moc wynikającą z wydanych i ważnych warunków przyłączenia źródeł do sieci elektroenergetycznej z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych. Informacje te przedsiębiorstwo aktualizuje co najmniej raz na kwartał, uwzględniając dokonaną rozbudowę i modernizację sieci oraz realizowane i będące w trakcie realizacji przyłączenia;

- c) inne, publikowane przez OSD zgodnie z ustawą Prawo energetyczne lub postanowieniami IRiESD.

VII.2.2.3. W ramach świadczonych przez OSD usług dystrybucji energii elektrycznej, OSD na swojej stronie internetowej publikuje:

- a) wzór wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;
- b) wzory umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;
- c) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi OSD zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;
- d) informację o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej, działającym na obszarze działania OSD;
- e) inne, publikowane przez OSD zgodnie z Ustawą lub postanowieniami IRiESD.

### VII.2.3. Ochrona informacji

VII.2.3.1. W stosunku do informacji otrzymanych od użytkowników systemu, jak również w stosunku do informacji dotyczących umów zawartych z tymi podmiotami, OSD jest zobowiązany przestrzegać przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych. W zakresie danych osobowych w tym danych pomiarowych osób fizycznych OSD jest zobowiązany przestrzegać przepisów o ochronie danych osobowych.

VII.2.3.2. Informacje, o których mowa w pkt VII.2.3.1. mogą być wykorzystywane przez OSD jedynie w celu realizacji jego obowiązków wynikających z zawartej z danym użytkownikiem systemu umowy, jak również w celu realizacji zadań OSD określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD w sposób wyłączający możliwość spowodowania zagrożenia lub naruszenia interesów użytkownika systemu.

VII.2.3.3. Obowiązek zachowania w tajemnicy informacji, o których mowa w pkt VII.2.3.1. trwa także po zakończeniu okresu obowiązywania zawartej przez OSD z tym użytkownikiem systemu umowy, nie dłużej jednak niż 5 lat od jej wygaśnięcia lub rozwiązania. Dane osobowe w tym dane pomiarowe mogą być przechowywane przez okres niezbędny do wykonywania przez Spółkę jej obowiązków wynikających z przepisów prawa.

VII.2.3.4. Postanowienia o poufności zawarte powyżej, nie będą stanowiły przeszkody dla OSD w ujawnianiu informacji konsultantom i podwykonawcom działającym w imieniu i na rzecz OSD przy wykonywaniu zadań określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD, z zastrzeżeniem zachowania wymogów



określonych w pkt VII.2.3.5. oraz w ujawnianiu informacji, która należy do informacji powszechnie znanych lub informacji, których ujawnienie jest wymagane na podstawie obowiązujących przepisów prawa, w tym przepisów dotyczących obowiązków informacyjnych spółek publicznych, lub na ujawnienie których użytkownik systemu wyraził zgodę na piśmie. OSD jest również uprawniony do ujawnienia informacji działając w celu zastosowania się do postanowień IRiESD, wymagań organu regulacyjnego, w związku z toczącym się postępowaniem sądowym lub postępowaniem przed organem regulacyjnym.

- VII.2.3.5. OSD zapewnia, że wszystkie podmioty, które w jego imieniu i na jego rzecz będą uczestniczyły w realizacji zadań określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD zostaną przez OSD zobowiązane do zachowania w tajemnicy informacji, o których mowa w pkt VII.2.3.1., na warunkach określonych w pkt VII.2.3.1. do VII.2.3.4. oraz przestrzegania przepisów o ochronie danych osobowych.
- VII.2.3.6. Postanowienia pkt VII.2.3.1. do VII.2.3.5. obowiązują odpowiednio użytkowników systemu w zakresie ochrony przez nich i ich konsultantów oraz podwykonawców, informacji otrzymanych od OSD, jak również w stosunku do informacji dotyczących umów zawartych z OSD.

## **VIII. Warunki i sposób planowania rozwoju i współpracy w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV z siecią przesyłową**

### **VIII.1. Postanowienia ogólne.**

- VIII.1.1. OSD opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz współpracuje z OSP w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV (dalej „plan rozwoju”).
- VIII.1.2. Plan rozwoju obejmuje zakres oraz okres określony w Ustawie. Projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE.
- VIII.1.3. W ramach opracowywania planu rozwoju, OSD współpracuje w szczególności z:
- innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
  - wytwórcami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej OSD,
  - odbiorcami końcowymi przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej OSD,
  - organami administracji państwowej i samorządowej.
- Po pozytywnym zaopiniowaniu planu rozwoju przez organy administracji państwowej lub samorządowej OSD może wystąpić z wnioskiem do tych organów o wprowadzenie zmian do miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego.
- VIII.1.4. Sprawozdanie z realizacji planu rozwoju przedkładane jest Prezesowi URE corocznie do dnia 30 kwietnia.
- VIII.1.5. Zakres danych i informacji pozyskiwanych przez OSD w ramach procesu planowania rozwoju określa pkt VII IRiESD-Korzystanie.
- VIII.1.6. OSD udostępnia podmiotom przyłączonym do sieci informacje niezbędne do określenia możliwości zmian wyprowadzenia mocy z jednostek wytwórczych lub zmian poboru mocy z sieci dystrybucyjnej w miejscu przyłączenia.

### **VIII.2. Zakres pozyskiwania i aktualizacji danych i informacji.**

- VIII.2.1. OSD przekazuje do OSP dane i informacje dotyczące stanu istniejącego, opisujące

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 73 z 266

podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, obejmujące:

- a) schematy, plany i konfigurację sieci dystrybucyjnej 110 kV,
- b) 15 minutowe wartości obciążeń dla obszaru działania OSD,
- c) zużycie energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,
- d) obciążenie szczytowe dla obszaru działania OSD i straty,
- e) kwartalne bilanse mocy dla obszaru działania,
- 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.

VIII.2.2. OSD 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.

## **IX. Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego**

### **IX.1. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, awaria sieciowa i awaria w systemie**

IX.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.

IX.1.2. OSDp zgodnie z instrukcją ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, na bieżąco kontroluje warunki pracy swojej sieci dystrybucyjnej.

IX.1.3. OSD zgodnie z IRiESD, na bieżąco kontroluje warunki pracy sieci dystrybucyjnej OSD.

IX.1.4. OSD na podstawie IRiESD oraz na podstawie regulaminów współpracy ruchowej realizuje działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub awarii sieciowej.

IX.1.5. Podstawowym stanem pracy KSE wymagającym działań interwencyjnych służb dyspozytorskich i służb ruchowych jest zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym:

- a) awaria w systemie,
- b) awaria sieciowa.

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

- a) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,
- b) katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej,
- c) wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym,
- d) strajku lub niepokoju społecznych,
- e) obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości lub braku możliwości ich wykorzystania.

IX.1.6. W przypadku ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może stosować procedury awaryjne bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, nazywane również „procedurami awaryjnymi”. Procedury awaryjne stosowane na rynku bilansującym określa TCM.

IX.1.7. OSP ma prawo stosować zgodnie z TCM procedury awaryjne w przypadku wystąpienia każdej z poniższych sytuacji:

- a) zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awarii sieciowej lub awarii w systemie,
- b) awarii systemów teleinformatycznych o podstawowym znaczeniu dla realizacji bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, między innymi

takich jak WIRE, SOWE, system planowania pracy jednostek wytwórczych lub systemy wspomaganie dyspozytorskiego.

- IX.1.8. W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, JWCD i JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń operatora systemu przesyłowego. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń OSD. W przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, bezpośrednie polecenia właściwych operatorów realizują podmioty bezpośrednio zaangażowane w proces usunięcia skutków awarii.
- IX.1.9. Jeżeli awaria sieciowa, awaria w systemie oraz zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, OSD udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.
- IX.1.10. W procesie likwidacji awarii sieciowej, awarii w systemie i zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dopuszcza się wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizowanych jako wyłączenia w trybie awaryjnym zgodnie z pkt IX.3.4.

## **IX.2. Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej**

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

## **IX.3. Wprowadzanie przerw oraz ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej**

### **IX.3.1. Postanowienia ogólne**

- IX.3.1.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez:
- 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,
  - Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 Ustawy – w przypadkach, o których mowa w pkt IX.3.2.1.
- IX.3.1.2. W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym w przypadku wystąpienia awarii sieciowej lub awarii w systemie, OSP, OSDp i OSD podejmują we współpracy z użytkownikami systemu wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zapobieżenia jego negatywnym skutkom. OSD w szczególności podejmuje następujące działania:
- wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci nJWCD,
  - wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze jego

działania lub przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.

- IX.3.1.3. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:
- tryb normalny, określony w pkt IX.3.2,
  - tryb normalny na polecenie OSP, określony w pkt IX.3.3,
  - tryb awaryjny, określony w pkt IX.3.4,
  - tryb automatyczny, określony w pkt IX.3.5,
  - tryb ograniczenia poziomu napięć, określony w pkt IX.3.6.

### **IX.3.2. Tryb normalny**

- IX.3.2.1. Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, wydanego na podstawie Prawa energetycznego, 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:

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

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

- IX.3.2.2. Wniosek, o którym mowa w pkt IX.3.2.1., sporządza minister właściwy dla spraw energii z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia OSP.
- IX.3.2.3. OSP we współpracy z OSDp i OSD opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt IX.3.2.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować:
- bezpośredniego zagrożenia życia lub zdrowia osób,
  - uszkodzenia lub zniszczenia urządzeń lub ich zespołów – wykorzystywanych bezpośrednio w procesach technologicznych,
  - zakłóceń w funkcjonowaniu urządzeń lub ich zespołów – przeznaczonych bezpośrednio do wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła lub do wydobycia, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych.
- IX.3.2.4. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym dotyczą odbiorców w zakresie posiadanego przez nich obiektu, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych łączna wielkość mocy umownej wynosi co najmniej 300 kW.
- IX.3.2.5. W przypadku, gdy odbiorca posiada więcej niż jeden obiekt, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą każdego z obiektów, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych, łączna wielkość mocy umownej została

ustalona w wysokości, o której mowa w pkt IX.3.2.4.

- IX.3.2.6. W przypadku, gdy obiekt jest przyłączony do sieci więcej niż jednego operatora systemu dystrybucyjnego, zasadę, o której mowa w pkt IX.3.2.4. stosuje się odrębnie dla każdego operatora systemu dystrybucyjnego, dla sumy mocy umownych określonych w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych zawartych z tym OSD. Mocy umownych dla danego obiektu, które są określone w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych zawartych z różnymi operatorami sieci dystrybucyjnych, nie sumuje się.
- IX.3.2.7. W przypadku, gdy odbiorca posiada obiekt, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych łączna wielkość mocy umownej może być różna w poszczególnych miesiącach, w zakresie tego obiektu odbiorca ten podlega ochronie przed ograniczeniami w tych miesiącach, dla których łączna wielkość mocy umownej ustalona została poniżej wysokości, o której mowa w pkt IX.3.2.4.
- IX.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 OSD, w terminie określonym w pkt IX.3.2.18.
- IX.3.2.9. Opracowany przez OSD plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu może być korygowany w przypadku, o którym mowa w pkt IX.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 IX.3.2.1.
- IX.3.2.10. Ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej podlega odbiorca w zakresie posiadanego przez siebie obiektu przez cały okres, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych lub kompleksowych łączna wielkość mocy umownej wynosi poniżej 300 kW, oraz w zakresie obiektu:
- a) będącego szpitalem i innym obiektem ratownictwa medycznego,
  - b) wymienionego w przepisach wydanych na podstawie art. 6 ust. 2 pkt 4 ustawy z dnia 21 listopada 1967 r. o powszechnym obowiązku obrony Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. z 2021 r. poz. 372 z późn. zm.).
  - c) wykorzystywanego bezpośrednio do:
    - 1) nadawania programów radiowych i telewizyjnych o zasięgu ogólnokrajowym,
    - 2) zapewnienia przewozu lotniczego, transportu kolejowego i publicznego transportu zbiorowego,
    - 3) wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki oraz dostarczania do odbiorców, w tym wydobywania, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych,
    - 4) realizacji zadań wpływających w sposób istotny na spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, w tym odprowadzania i oczyszczania ścieków w zakresie zbiorowego odprowadzania ścieków,
    - 5) wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła,
    - 6) 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,

- 7) 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.

W przypadku zróżnicowania wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do stopni zasilania ogłoszonych w komunikatach, OSD powiadamia odbiorców ujętych w planach ograniczeń indywidualnie w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób zwyczajowo przyjęty przez OSD. Jednocześnie OSD zamieszcza komunikat na swojej stronie internetowej [www.pgeenergetykakolejowa.pl](http://www.pgeenergetykakolejowa.pl).

- IX.3.2.11. Odbiorca będący jednocześnie OSDn, nie podlega ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w zakresie energii elektrycznej zużywanej na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
- IX.3.2.12. Obiekty albo wyodrębnione części tych obiektów, o których mowa w pkt IX.3.2.10., będące w posiadaniu odbiorcy podlegają ochronie, jeżeli zostały wyszczególnione, na wniosek i zgodnie z oświadczeniem tego odbiorcy, w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych – wzór wniosku zawierającego oświadczenie opracowuje OSD oraz umieszcza na swojej stronie internetowej [www.pgeenergetykakolejowa.pl](http://www.pgeenergetykakolejowa.pl). W przypadku umów kompleksowych, jeżeli wniosek o którym mowa w zdaniu pierwszym otrzymał sprzedawca, wówczas sprzedawca przekazuje go niezwłocznie do OSD, 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.
- IX.3.2.13. Odbiorca niezwłocznie informuje OSD, a w przypadku umów kompleksowych, również sprzedawcę, o ustaniu okoliczności uzasadniających podleganie ochronie, o której mowa w pkt IX.3.2.10., w zakresie posiadanego przez odbiorcę obiektu lub jego wyodrębnionej części. W przypadku umów kompleksowych, jeżeli informację o której mowa w zdaniu pierwszym otrzymał sprzedawca, wówczas sprzedawca przekazuje ją niezwłocznie do OSD, 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 informacji.
- IX.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 IX.3.2.25., odbiorca może wystąpić z uzasadnionym wnioskiem do OSD o korektę wielkości mocy określonych dla tego obiektu, jako całości, w stopniach zasilania, o których mowa w pkt IX.3.2.22 lit. b i c, z zachowaniem zasady równomiernego podziału zakresu mocy, o której mowa w pkt IX.3.2.22 lit. d.
- IX.3.2.15. Podstawą opracowania przez OSD corocznie planów wprowadzania ograniczeń w trybie normalnym są plany wprowadzania ograniczeń dla odbiorców w zakresie posiadanych przez nich obiektów opracowywane przez OSD.
- IX.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.
- IX.3.2.17. Plan wprowadzania ograniczeń, o którym mowa w pkt IX.3.2.16. opracowuje się na okres od dnia 1 czerwca danego roku do dnia 31 maja roku następnego.
- IX.3.2.18. OSDn, przekazuje w terminie do dnia 10 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń do OSD, w celu uwzględnienia tego planu w planie wprowadzania ograniczeń

OSD.

- IX.3.2.19. OSD, przekazuje do OSDp w terminie do dnia 15 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń w celu jego uwzględnienia w planie wprowadzania ograniczeń OSDp.
- IX.3.2.20. OSD, przekazuje OSP w terminie do dnia 31 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń w celu jego uwzględnienia w planie wprowadzania ograniczeń OSP.
- IX.3.2.21. Aktualizacja planów wprowadzania ograniczeń dla obiektów odbiorców nie powoduje konieczności aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń OSD i OSDn
- IX.3.2.22. 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.
- IX.3.2.23. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:
- a) 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc w obiekcie w wielkościach i na zasadach określonych w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych,
  - b) 12 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy maksymalnej poboru, określonej dla tego obiektu, zgodnie z pkt IX.3.2.25 lit. b),
  - c) 20 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy minimalnej poboru, określonej dla tego obiektu zgodnie z pkt IX.3.2.25 lit. a),
  - d) wielkości łączne maksymalnych mocy określone dla obiektu, które odbiorca może pobierać, w stopniach zasilania od 12 do 20, wynikają z równomiernego podziału zakresu mocy - od wielkości mocy maksymalnej poboru, określonej dla 12 stopnia zasilania, do wielkości mocy minimalnej poboru, określonej dla 20 stopnia zasilania.
- IX.3.2.24. 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.
- IX.3.2.25. 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 OSD w sposób określony w pkt IX.3.2.27.
- IX.3.2.26. Moc minimalną poboru oraz moc maksymalną poboru określa OSD 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 IX.3.2.21., przez Prezesa URE planu wprowadzania ograniczeń, odpowiednio:
- a) w przypadku mocy minimalnej poboru przez:
    - 1) wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najniższą,
    - 2) 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:
- 1) wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najwyższą,
  - 2) odrzucenie trzech wartości najwyższych spośród wartości, o których mowa w pkt i, i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości.

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

- IX.3.2.27. W przypadku, gdy wyznaczona dla obiektu wielkość mocy maksymalnej poboru jest większa niż łączna wielkość mocy umownej, określona dla tego obiektu w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych, za wielkość mocy maksymalnej poboru przyjmuje się łączną wielkość mocy umownej.
- IX.3.2.28. OSD przesyła odbiorcy plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu lub aktualizację tego planu, zawierający wielkości łączne mocy określone dla obiektu w stopniach zasilania od 12 do 20, na adres poczty elektronicznej wskazany w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych w terminie, o którym mowa w pkt IX.3.2.16. W zakresie umów kompleksowych, OSD 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 kompleksowa nie zawiera adresu poczty elektronicznej, do czasu przekazania OSD przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej, o którym mowa powyżej, OSD przesyła odbiorcy plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu, na adres korespondencyjny wskazany w umowie dystrybucyjnej albo kompleksowej. W przypadku umowy kompleksowej adres korespondencyjny odbiorcy, sprzedawca udostępnia OSD. Doręczenie na ten adres korespondencyjny jest skuteczne. Odbiorcy są zobowiązani do niezwłocznego pisemnego informowania odpowiednio OSD z którym zawarli umowę o świadczenie usługi dystrybucji albo sprzedawców z którymi posiadają zawarte umowy kompleksowe, o każdej zmianie adresu poczty elektronicznej, wskazanej w umowach. Sprzedawcy, którzy posiadają zawarte umowy kompleksowe zobowiązani są do niezwłocznego informowania OSD o zmianie adresu poczty elektronicznej.
- IX.3.2.29. Dla przyłączanego do sieci obiektu, dla którego nie jest możliwe ustalenie w sposób określony w pkt IX.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,
  - b) mocy maksymalnej poboru - wielkość tej mocy ustala się w łącznej wysokości mocy umownej określonej w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych.
- Dla obiektów określonych powyżej, plan wprowadzania ograniczeń jest aktualizowany przy zmianie mocy umownej lub minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia.
- IX.3.2.30. Sposób określania dla obiektu mocy minimalnej poboru oraz mocy maksymalnej poboru, o którym mowa w pkt IX.3.2.28., stosuje się do czasu ustalenia wielkości tych mocy w sposób, o którym mowa w pkt IX.3.2.25. nie dłużej jednak niż przez okres 24 miesięcy od dnia zawarcia po raz pierwszy umowy dystrybucyjnej albo kompleksowej, na

podstawie której świadczone są odbiorcy usługi dystrybucji energii elektrycznej do tego obiektu.

- IX.3.2.31. 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 IX.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 OSD [www.pgeenergetykakolejowa.pl](http://www.pgeenergetykakolejowa.pl). Odbiorcy są obowiązani stosować się do stopni zasilania określonych w tych komunikatach w czasie określonym w tych komunikatach.
- IX.3.2.32. 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.
- IX.3.2.33. 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 OSD.
- IX.3.2.34. OSD indywidualnie powiadamia odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o wprowadzeniu, w trakcie trwania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, przesyłając wiadomość tekstową na adres poczty elektronicznej lub na numer telefonu komórkowego wskazany przez odbiorcę w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych. Jeżeli umowa dystrybucyjna albo kompleksowa nie zawiera adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, do czasu przekazania do OSD przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, o którym mowa powyżej, OSD 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 OSD, z którym zawarli umowę o świadczenie usługi dystrybucji albo sprzedawców, z którymi posiadają zawarte umowy kompleksowe, o każdej zmianie danych dotyczących adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, wskazanych w umowach. Sprzedawcy, którzy posiadają zawarte umowy kompleksowe zobowiązani są do niezwłocznego informowania OSD o zmianie tych danych.
- IX.3.2.35. Powiadomienia o zmianie wprowadzonych stopni zasilania innych niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, OSD zamieszcza również na swojej stronie internetowej [www.pgeenergetykakolejowa.pl](http://www.pgeenergetykakolejowa.pl). Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.

### **IX.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP**

- IX.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 IX.3.2.1., lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IX.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 IX.3.2. mają zastosowanie w trybie normalnym na polecenie OSP.

IX.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 IX.3.2.9. Wydanie stosownych komunikatów za pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, następuje w możliwie najkrótszym terminie.

#### **IX.3.4. Tryb awaryjny**

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

IX.3.4.2. Wyłączenia odbiorców według trybu awaryjnego, realizuje się na polecenie OSP jako wyłączenia awaryjne. W przypadku dokonania przez OSDp, wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSDp jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie służby dyspozytorskie OSP - ODM. Jednocześnie OSDp powiadamia o tym fakcie OSD, jeżeli wyłączenia według trybu awaryjnego mają wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej OSD. W przypadku dokonania przez OSD wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSD jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie odpowiednie służby dyspozytorskie OSDp, jeśli te wyłączenia mają wpływ na prace sieci dystrybucyjnych OSDp.

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

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

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

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

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

IX.3.4.4. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu znamionowym 110 kV, transformatorów 110kV/SN, linii i stacji średnich napięć, zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, na obszarze wskazanym przez służby dyspozytorskie wydające decyzję o wprowadzeniu wyłączeń awaryjnych.

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

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

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

- IX.3.4.7. Niezależnie od planów opracowywanych zgodnie z pkt IX.3.4.6., OSP może polecić wprowadzenie ograniczeń awaryjnych poprzez wskazanie:
- a) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez OSD lub
  - b) obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić ograniczenia.

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

### **IX.3.5. Tryb automatyczny**

- IX.3.5.1. Wprowadzenie przerw i ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie automatycznym jest uzależnione od zastosowanej zabezpieczeń automatyki bezpośrednio w układach zasilania pomiędzy odbiorcą i OSD oraz pomiędzy wytwórcą i OSD. Zastosowanie trybu automatycznego musi być zawarte w umowie o świadczenie usług dystrybucji, wraz z opisem tego trybu.

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

- IX.3.5.2. OSD w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym opracowuje plany wyłączeń poprzez automatykę SCO. Odbiorcy, przekazują do OSD informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach. OSD przekazuje do OSP informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach dla podległego mu obszaru sieci dystrybucyjnej.

- IX.3.5.3. OSD w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym wyższym niż 6 kV może dokonywać kontroli stanu realizacji wymagań dotyczących automatyki SCO, a w przypadku zadziałania automatyki SCO, ustalenia przyczyny i zakresu.

- IX.3.5.4. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie automatycznym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP.

- IX.3.5.5. Postanowień pkt IX.3.5. nie stosuje się w odniesieniu do OSDp, do którego sieci przyłączony jest odbiorca końcowy zużywający co najmniej 50% zapotrzebowania na moc tego OSDp. W tym przypadku zmiany wartości mocy czynnej wyłączanej przez automatykę SCO powyższy OSDp zobowiązany jest uzgodnić z OSP indywidualnie, biorąc pod uwagę ograniczenia techniczne oraz zastosowane technologie urządzeń, instalacji i sieci.

### **IX.3.6. Tryb ograniczenia poziomu napięć**

- IX.3.6.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może dokonać ograniczenia poziomu napięcia po stronie SN, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.

- IX.3.6.2. Ograniczenie poziomu napięć w sieci dystrybucyjnej OSD powinno być zrealizowane na polecenie OSP lub OSDp poprzez:

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 84 z 266

- a) zablokowanie automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN i utrzymaniu polecanej bądź aktualnej pozycji przełącznika zaczełów transformatora 110 kV/SN, lub
- b) obniżenie o 5% zadanego napięcia SN układów automatycznej regulacji napięcia transformatorów 110 kV/SN.

Wydane przez OSDp polecenie musi być potwierdzone wydanym poleceniem OSP dla OSDp.

- IX.3.6.3. Ograniczenie poziomu napięć powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, w czasie nie dłuższej niż do 60 minut od wydania polecenia; zalecany czas wprowadzenia nie powinien przekraczać 30 min.
- IX.3.6.4. OSD i odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci dystrybucyjnej 110kV po wprowadzeniu trybu ograniczenia poziomu napięcia rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
  - a) poziom napięcia,
  - b) pozycje przełączników zaczełów transformatorów 110 kV/SN,
  - c) tryb pracy automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN.

## X. Standardy techniczne i bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej OSD

- X.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej OSD w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:
  - a) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwale,
  - b) napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,
  - c) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci,
  - d) źródła wytwórcze o mocy powyżej 50MW, muszą spełniać warunki określone w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej właściwego OSDp.
- X.2. Sieć dystrybucyjna OSD 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.
- X.3. Spełnienie wymagań określonych w pkt X.2 jest możliwe, gdy spełnione są następujące zależności:

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

gdzie:

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

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

- X.4. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów 110kV/SN i SN/nN określa OSD. W

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 85 z 266

przypadku transformatorów 110kV/SN warunki te określa OSD w porozumieniu z OSP lub OSDp.

- X.5. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej OSD pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po wyrażeniu zgody na taką pracę przez OSD.
- X.6. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych powinny spełniać wymagania określone w standardach technicznych/wytycznych budowy systemów elektroenergetycznych obowiązujących w OSD.

## XI. Parametry jakościowe energii elektrycznej

### XI.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej w warunkach normalnych pracy sieci

- XI.1.1. Wyróżnia się następujące parametry znamionowe sieci dystrybucyjnej:
  - a) napięcia znamionowe,
  - b) częstotliwość znamionowa.
- XI.1.2. Regulacja częstotliwości w KSE jest prowadzona przez OSP.
- XI.1.3. O ile umowa kompleksowa lub umowa o świadczenie usług dystrybucji nie określa inaczej, OSD stosuje parametry jakościowe energii elektrycznej zgodne z parametrami określonymi Rozporządzeniu systemowym z wyłączeniem elektrycznej trakcji kolejowej. W przypadku zmiany tego rozporządzenia obowiązujące będą wskaźniki określone w przepisach obowiązującego prawa. W przypadku dostarczania energii elektrycznej do Elektrycznej trakcji kolejowej parametry jakościowe energii elektrycznej w miejscu dostarczania zgodne są z Polską Normą PN-EN 50163 „Zastosowania kolejowe Napięcia zasilania systemów trakcyjnych”.
- XI.1.4. Dla elektrycznej trakcji kolejowej napięcie znamionowe i jego dopuszczalne ograniczenie w odniesieniu do wartości i czasu trwania wynosi:

System elektryfikacji	Najniższe napięcie nietrwałe	Najniższe napięcie trwałe	Napięcie znamionowe	Najwyższe napięcie trwałe	Najwyższe napięcie nietrwałe
	$U_{min2}$ V	$U_{min1}$ V	$U_n$ V	$U_{max1}$ V	$U_{max2}$ V
Prąd stały (wartość średnia)	2000	2000	3000	3600	3900

Napięcie znamionowe  $U_n$  – wartość napięcia przyjęta dla danego systemu,

Najwyższe napięcie trwałe  $U_{max1}$  – najwyższa wartość napięcia, która może występować w czasie nieograniczonym,

Najwyższe napięcie nietrwałe  $U_{max2}$  – najwyższa wartość napięcia, która może występować jako najwyższe napięcie przejściowe w ograniczonym czasie,

Najniższe napięcie trwałe  $U_{min1}$  - najniższa wartość napięcia, która może występować w

czasie nieograniczonym,

Najniższe napięcie nietrwałe  $U_{\min 2}$  - najniższa wartość napięcia, która może występować w czasie ograniczonym,

Najwyższe długotrwałe przepięcia  $U_{\max 3}$  – najwyższa wartość przepięcia długotrwałego dla  $t = 20$  ms; wartość ta jest niezależna od częstotliwości.

Powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) czas trwania napięć między  $U_{\min 1}$  i  $U_{\min 2}$  nie powinien przekroczyć 2 min;
- b) czas trwania napięć między  $U_{\max 1}$  i  $U_{\max 2}$  nie powinien przekroczyć 5 min;
- c) napięcie na szynie zbiorczej podstacji w warunkach braku obciążenia powinno być mniejsze lub równe  $U_{\max 1}$ . Dla podstacji prądu stałego jest dopuszczalne, aby napięcie to – bez obciążenia – było mniejsze lub równe  $U_{\max 2}$ , przy założeniu, że w przypadku pojawienia się pociągu, napięcie na jego pantografie (pantografach) powinno być zgodne z wymaganiami podanymi w Tabelicy 1;
- d) w normalnych warunkach eksploatacji napięcie powinno spełniać nierówność  $U_{\min 1} \leq U \leq U_{\max 2}$ ;
- e) w anormalnych warunkach eksploatacji napięcia w przedziale  $U_{\min 2} \leq U \leq U_{\min 1}$  wg tabelicy 1 nie powinny powodować żadnych zniszczeń ani uszkodzeń. Stosowane w pociągach pokładowe urządzenia ograniczające moc mogą ograniczać występowanie niskiego napięcia w górnej sieci jezdnej (norma PN-EN 50388 „Zastosowania kolejowe - System zasilania i tabor - Warunki techniczne koordynacji pomiędzy systemem zasilania (podstacja) i taborem w celu osiągnięcia interoperacyjności”).
- f) jeśli występują napięcia pomiędzy  $U_{\max 1}$  i  $U_{\max 2}$ , to powinny one być zakończone poziomem niższym lub równym  $U_{\max 1}$  przez czas nieokreślony. Napięcia pomiędzy  $U_{\max 1}$  i  $U_{\max 2}$  powinny występować w warunkach przejściowych, takich jak:
  - hamowanie z odzyskiem energii,
  - zmiana stanu systemów regulacji napięcia za pomocą mechanicznych przełączników zaczepów;
- g) najniższe napięcie w anormalnych warunkach eksploatacji  $U_{\min 2}$  jest najniższym dopuszczalnym napięciem sieci jezdnej, przy którym tabor szynowy może być jeszcze eksploatowany.

Zalecane nastawy wyzwalaczy przełączników podnapięciowych w instalacjach stacjonarnych lub pojazdach trakcyjnych powinny mieścić się w zakresie od 85% do 95%  $U_{\min 2}$ .

Najwyższa wartość napięcia  $U$  w funkcji czasu trwania

Strefa C: Przepięcia długotrwałe

Zmienność stosunku  $U/U_{\max 2}$  w funkcji czasu trwania określa zależność

$$U = U_{\max 2} \times t^{-k}$$

gdzie:

$t$  = czas w sekundach ( $0,02 \text{ s} \leq t \leq 1 \text{ s}$ );

$k$  = współczynnik podany w Tabelicy 2

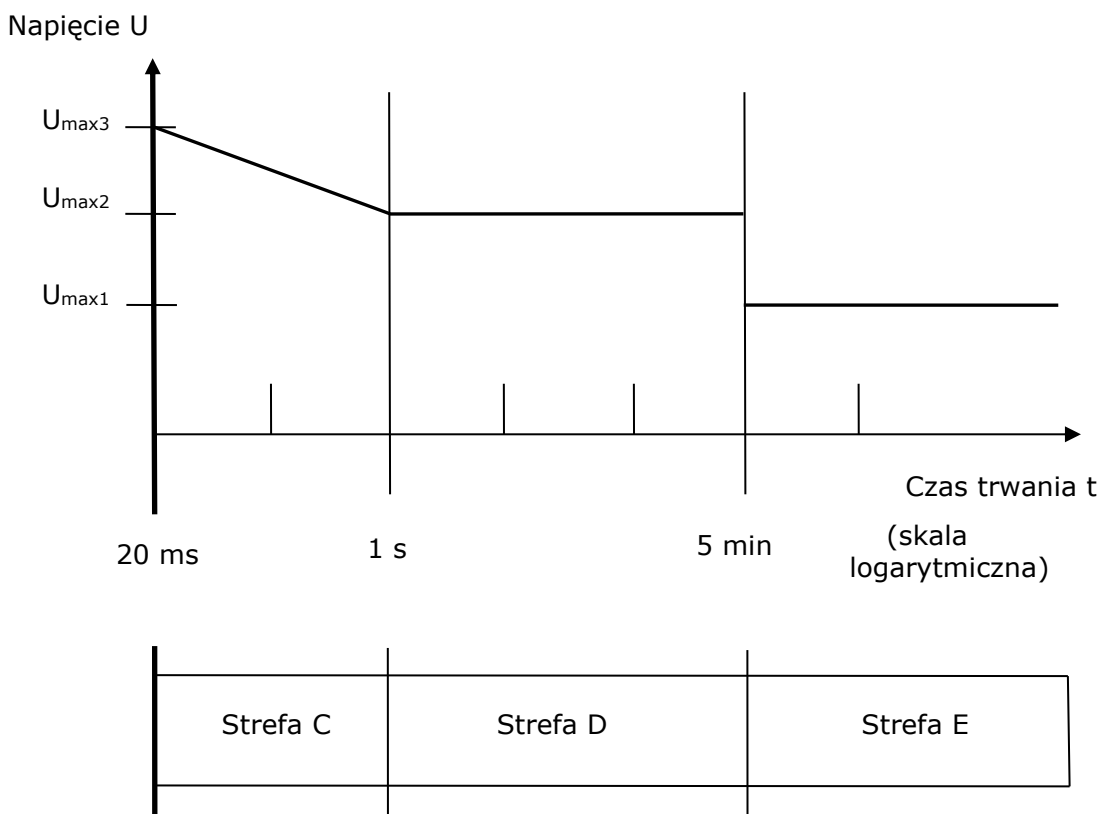
Wykres tego równania we współrzędnych logarytmicznych jest liniowy. Nachylenie określa współczynnik  $k$ .

Strefa D: Najwyższe napięcie nietrwałe  $U_{\max 2}$

Strefa E: Najwyższe napięcie trwałe  $U_{\max 1}$

W Tabelicy 2 podano wartości  $U_{\max 1}$ ,  $U_{\max 2}$  i  $U_{\max 3}$  natomiast wartości pomiędzy  $U_{\max 2}$  i

$U_{max3}$  są obliczane wg wzoru podanego wyżej.



Tablica 2 – Przepięcia

Napięcie znamionowe $U_n$ V	3000
Współczynnik $k$	0,067 3
$U_{max1}$ (V)	3600
$U_{max2}$ (V)	3900
$U_{max3}$ (V)	5075

## XII. Wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej

XII.1. Do wskaźników jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej, stosowanych przez OSD, zalicza się przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, określone w Rozporządzeniu systemowym. Określone poniżej przez OSD wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz obowiązki OSD i użytkowników systemu w tym zakresie są zgodne z obecnie obowiązującymi zapisami powyższego rozporządzenia, przy czym w przypadku jego zmiany obowiązujące będą wskaźniki



określone w przepisach obowiązującego prawa.

XII.2. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej w zależności od czasu ich trwania dzieli się na:

- 1) przemijające (mikroprzerwy), trwające nie dłużej niż 1 sekundę;
- 2) krótkie, trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty;
- 3) długie, trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin;
- 4) bardzo długie, trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny;
- 5) katastrofalne, trwające dłużej niż 24 godziny.

XII.3. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt III.3. IRiESD-Korzystanie, jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

XII.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa.

XII.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 godzin,
  - b) przerwy nieplanowanej - 24 godzin.
- 2) przerw w ciągu roku, stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
  - a) przerw planowanych - 35 godzin,
  - b) przerw nieplanowanych - 48 godzin.

XII.6. OSD w terminie do dnia 31 marca każdego roku, podaje do publicznej wiadomości przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego:

- 1) wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- 2) wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców
- 3) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

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

Dla każdego wskaźnika, o którym mowa w podpunktach 1), 2) i 3), należy podać liczbę

obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

<b>IRiESD</b>		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 90 z 266

**PGE Energetyka Kolejowa Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie**



# **INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

**Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie  
ograniczeniami systemowymi**

## A. Postanowienia wstępne

### A.1. Uwarunkowania formalno-prawne

A.1.1. Uwarunkowania formalno-prawne części IRiESD – Bilansowanie wynikają z następujących przepisów, dokumentów i decyzji:

- a) Prawa energetycznego oraz wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych,
- b) decyzji Prezesa URE o wyznaczeniu OSD operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego z dnia 14 marca 2008 r. nr DPE-47-61(5)/3158/2008/BT wraz z późniejszymi zmianami,
- c) koncesji OSD na dystrybucję energii elektrycznej z dn. 25 lipca 2001r. nr PEE/237/3158/N/2/2001/MS wraz z późniejszymi zmianami,
- d) taryfy OSD,
- e) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) opracowanej przez PSE S.A. i zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,
- f) WDB,
- g) instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp (PGE Dystrybucja S.A., innogy STOEN Operator Sp. z o.o., Tauron Dystrybucja S.A., ENERGA Operator S.A., ENEA Operator Sp. z o.o.) w części mającej zastosowanie do OSD,
- h) Ustawy OZE.

W przypadku wydania przez Prezesa URE decyzji w sprawie odstąpienia na podstawie art. 62 lub 63 RfG nie stosuje się wymagań IRiESD odmiennych od decyzji Prezesa URE.

A.1.2. Z uwagi na specyfikę układu sieci dystrybucyjnej OSD składającej się z wielu instalacji niepołączonych ze sobą fizycznie, jak również połączenia sieci dystrybucyjnej OSD z siecią przesyłową OSP, sieciami dystrybucyjnymi innych operatorów systemów dystrybucyjnych oraz elektryczną trakcją kolejową Zarządcy infrastruktury kolejowej, na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD objętych umową przesyłową z OSP, OSD realizuje obowiązki określone w Prawie energetycznym bezpośrednio we współpracy z OSP. Na pozostałych obszarach sieci dystrybucyjnej, nieobjętych umową przesyłową z OSP, OSD realizuje określone w Prawie energetycznym obowiązki w zakresie współpracy z OSP za pośrednictwem właściwego OSDp.

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

A.1.4. Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP (OSDn) w zakresie, w jakim jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej OSD, realizuje określone w Ustawie obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi za pośrednictwem OSD zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSD oraz OSDn oraz zapisami niniejszej IRiESD.

A.1.5. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem RB i który posiada umowę dystrybucyjną z OSD albo umowę

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 92 z 266

kompleksową zawartą ze sprzedawcą posiadającym zawartą GUD-K z OSD jest Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD).

- A.1.6. Tryb i zasady powiadamiania OSD o zawartych umowach kompleksowych określone w IRiESD-Bilansowanie, nie dotyczą umów kompleksowych zawieranych przez sprzedawcę z urzędu z URD w gospodarstwie domowym, który nie skorzystał z prawa wyboru sprzedawcy. Zwolnienie z powiadomienia OSD o zawartej umowie kompleksowej nie dotyczy URD w gospodarstwie domowym, który dokonuje zmiany sprzedawcy i zawiera umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu lub zastępuje umowę sprzedaży i umowę dystrybucji umową kompleksową.

## **A.2. Zakres przedmiotowy i podmiotowy**

- A.2.1. IRiESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej (umowa sprzedaży) lub umów kompleksowych zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez OSD, a w szczególności:

- a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
- b) zasady kodyfikacji podmiotów,
- c) procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży lub umowach kompleksowych i weryfikacji powiadomień,
- d) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,
- e) zasady współpracy OSD z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym,
- f) procedurę zmiany sprzedawcy,
- g) zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego,
- h) zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia,
- i) postępowanie reklamacyjne,
- j) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- k) zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców,
- l) zasady sprzedaży rezerwowej,
- m) zasady wymiany informacji w obszarze rynku detalicznego,
- n) zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

- A.2.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRiESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną OSD i OSDn, z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia i sieci są objęte obszarem Rynku Bilansującego. Miejsca dostarczania tych podmiotów wyznaczają granice rynku bilansującego w sieci dystrybucyjnej.

- A.2.3. Procedury bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci dystrybucyjnej określone w IRiESD-Bilansowanie obowiązują:

- a) OSD,
- b) innych operatorów systemów dystrybucyjnych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,

- c) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD, w tym odbiorców pobierających energię elektryczną z Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSD,
- d) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze OSD,
- e) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte Generalne Umowy Dystrybucji (GUD) z OSD,
- f) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte Generalne Umowy Dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-k) z OSD,
- g) sprzedawców energii elektrycznej pełniących funkcję sprzedawcy rezerwowego,
- h) Operatorów Handlowych (OH) i Handlowo-Technicznych (OHT) reprezentujących podmioty wymienione w literach od a) do g) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej OSD.

### **A.3. Ogólne zasady funkcjonowania rynku bilansującego i detalicznego**

- A.3.1. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie Rynku Bilansującego i prowadzenie centralnego mechanizmu bilansowania handlowego jest OSP na mocy Ustawy oraz posiadanej koncesji na przesyłanie energii elektrycznej oraz decyzji wyznaczającej operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego określa WDB.
- A.3.2. OSD 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 o świadczenie usług dystrybucji zawartej z URD,
  - b) umów kompleksowych, w tym rezerwowych umów kompleksowych – na podstawie GUD-K zawartej ze sprzedawcą, zawartych przez podmioty przyłączone do jego sieci, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.
- A.3.3. OSD uczestniczy w administrowaniu rynkiem bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych (JG), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru sieci dystrybucyjnej OSD oraz sieci OSDn, dla których OSD realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP, zgodnie z zapisami pkt A.1.5.
- A.3.4. Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).
- A.3.5. POB jest wskazywany przez:
  - a) sprzedawcę,
  - b) przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej (URD<sub>w</sub>),
  - c) przedsiębiorstwo zajmujące się magazynowaniem energii elektrycznej (URD<sub>ME</sub>),w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej z OSD. Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej do systemu i oraz pobieranej z systemu, dla każdego danego punktu poboru energii (PPE), dokonuje tylko jeden POB.
- A.3.6. Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E IRiESD-Bilansowanie.
- A.3.7. OSD zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu

w swojej siedzibie:

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

Sprzedawcy, o których mowa powyżej przekazują OSD, na zasadach określonych w umowach, o których mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7., aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej skierowane do URD.

- A.3.8. OSD zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- a) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł GUD,
  - b) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł GUD-K,
  - c) informacje o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej,
  - d) OSD zamieszcza na swojej stronie internetowej informacje o sprzedawcy zobowiązanym wskazanym w decyzji wydanej przez Prezesa URE na obszarze działania OSD,
  - e) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi, oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej i URB pełniącymi funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe.
- A.3.9. Warunki i zakres współpracy OSD z OSDn określa umowa zawarta pomiędzy OSD a OSDn, o której mowa w pkt A.6. IRiESD-Bilansowanie.
- A.3.10. Wytwórca w mikroinstalacji oraz przewoźnik kolejowy w zakresie pojazdów trakcyjnych posiadających funkcję rekuperacji jest URDo zarówno w zakresie energii pobranej z sieci OSD jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSD lub do Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci OSD dla danego punktu poboru energii (PPE).  
Posiadacz magazynu energii o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej mniejszej lub równej 50 kW jest URDo zarówno w zakresie energii pobranej z sieci OSD jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSD, dla danego PPE.
- A.3.11. Wytwórca inny, niż ten o którym jest mowa w pkt A.3.10. jest URDw zarówno w zakresie energii pobranej z sieci OSD jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSD, dla danego punktu poboru energii (PPE).  
Posiadacz magazynu energii elektrycznej inny, niż o którym jest mowa w punkcie A.3.10. jest URDME zarówno w zakresie energii elektrycznej pobranej z sieci OSD jak i w zakresie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci OSD, dla danego PPE.
- A.3.12. Sprzedawca informuje URD, z którym zawarł umowę sprzedaży lub umowę kompleksową, sprzedawcę rezerwowego oraz OSD 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 od dnia powzięcia przez tego sprzedawcę informacji o braku możliwości dalszego wywiązywania się z umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej z tym URD.

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

W przypadku wystąpienia okoliczności wskazanych w lit. a) powyżej, wynikających z rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej przez sprzedawcę z URD zastosowanie ma obowiązek, o którym mowa w pkt D.1.7.

W przypadku wystąpienia okoliczności wskazanych w lit. a), OSD wstrzymuje z dniem określonym zgodnie z lit. b) realizację umowy, o której mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7.

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

- a) utrata POB sprzedawcy,
- b) wstrzymanie realizacji lub rozwiązanie umów ze sprzedawcą, o których mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7.

A.3.14. OSD po wystąpieniu zdarzenia, które może skutkować koniecznością zaprzestania przez OSD 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 wskazanego przez tego sprzedawcę, wynikających z umów zawartych przez OSD z tymi podmiotami,
- b) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umów ze sprzedawcą, o których mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7.
- c) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy z POB, o której mowa w pkt A.4.3.5.

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

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

A.4.2. URD<sub>w</sub>, URD<sub>o</sub>, URD<sub>ME</sub> oraz sprzedawcy, którzy posiadają zawartą z OSD umowę dystrybucji, 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<sub>w</sub>, URD<sub>o</sub>, URD<sub>ME</sub> lub sprzedawcy.

#### **A.4.3. Warunki i wymagania formalno-prawne**

A.4.3.1. OSD, z zachowaniem wymagań pkt A.4.3.6, realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii elektrycznej, po:

- a) uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji - jeżeli jest taki wymóg prawny,
- b) zawarciu przez URD umowy dystrybucji z OSD,

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 96 z 266



- c) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD<sub>o</sub>) umowy sprzedaży z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą GUD z OSD,
- d) wskazaniu przez URD typu wytwórcy (URD<sub>w</sub>) wybranego POB, posiadającego zawartą umowę dystrybucji z OSD,
- e) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD<sub>o</sub>), będącego wytwórcą w mikroinstalacji innym niż Prosument, umowy dystrybucji z OSD,
- f) wskazaniu przez URD<sub>ME</sub> wybranego POB, posiadającego zawartą umowę dystrybucji z OSD.

A.4.3.2. OSD realizuje umowy kompleksowe zawarte przez URD z wybranym sprzedawcą, z zachowaniem wymagań pkt A.4.3.7.

A.4.3.3. Umowa dystrybucji zawarta pomiędzy URD a OSD powinna spełniać wymagania określone w Ustawie i zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) oznaczenie sprzedawcy, który posiada zawartą GUD z OSD - dotyczy URD<sub>o</sub>,
- b) wskazanie sprzedawcy rezerwowego, który posiada zawartą GUD z OSD umożliwiającą sprzedaż rezerwową- dotyczy URD<sub>o</sub>,
- c) określenie POB i zasad jego zmiany – dotyczy URD<sub>w</sub> oraz URD<sub>ME</sub>,
- d) sposób i zasady rozliczeń z OSD z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB - dotyczy URD typu wytwórcy (URD<sub>w</sub>),
- e) określenie, że POB dla URD<sub>o</sub> jest podmiot wskazany przez sprzedawcę w GUD, dla którego OSD realizuje umowę sprzedaży – dotyczy URD<sub>o</sub>,
- f) sposób i zasady rozliczeń z OSD z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB – dotyczy URD<sub>w</sub> oraz URD<sub>ME</sub>.

Oznaczenie sprzedawcy i wskazanie sprzedawcy rezerwowego, o których mowa w lit. a) i b) może być realizowane poprzez określenie tych sprzedawców w powiadomieniu OSD o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej, które zostało przyjęte do realizacji zgodnie z IRiESD-Bilansowanie.

A.4.3.4. Umowa kompleksowa zawarta przez URD w zakresie zapisów dotyczących świadczenia usług dystrybucji, powinna spełniać wymagania określone w Ustawie w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.7.

A.4.3.5. Podmiot zamierzający pełnić funkcje POB na obszarze sieci dystrybucyjnej OSD:

- 1) nie objętym umową przesyłową zawartą pomiędzy OSD a OSP - zawiera umowę dystrybucji z OSD. Podmiot ten musi posiadać zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB na obszarze działania OSD lub odpowiednio w sieci OSD<sub>p</sub>, za pośrednictwem którego OSD realizuje zadania, o których mowa w pkt A.2.1.

Umowa dystrybucji zawierana przez POB powinna spełniać warunki Ustawy oraz instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSD<sub>p</sub>.

Umowa dystrybucji zawierana przez OSD z POB powinna spełniać wymagania określone w Ustawie oraz powinna zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) oświadczenie POB o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej prowadzenie działalności na rynku bilansującym,
- b) oświadczenie POB o zawarciu umowy dystrybucji z OP-OSD<sub>p</sub> w zakresie pełnienia funkcji POB na sieci dystrybucyjnej OP-OSD<sub>p</sub>,

- c) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,
- d) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce - jeżeli jest taki wymóg prawny,
- e) datę rozpoczęcia działalności na rynku bilansującym,
- f) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe,
- g) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze OSDp,
- h) wykaz sprzedawców, URD<sub>W</sub> i URD<sub>ME</sub> dla których POB prowadzi bilansowanie handlowe na obszarze OSD,
- i) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB), za których bilansowanie handlowe odpowiada POB,
- j) zasady współpracy z OP-OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych od OSD do OP-OSDp z uwzględnieniem wymogów wynikających z przepisów o ochronie danych osobowych,
- k) zobowiązanie POB do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu bilansowania handlowego sprzedawcy lub URD<sub>W</sub> lub URD<sub>ME</sub> lub o zawieszeniu albo zaprzestaniu prowadzenia działalności na RB w rozumieniu WDB,
- l) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, POB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w rozumieniu WDB,
- m) zasady przekazywania przez OSD na MB przyporządkowane temu POB zagregowanych danych pomiarowych,
- n) zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

Jednocześnie w ramach ww. umowy, POB prowadzi bilansowanie handlowe sprzedawców, URD<sub>W</sub> i URD<sub>ME</sub> przyłączonych do sieci OSDn, dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego z obszaru OSDn.

- 2) objętą umową przesyłową zawartą pomiędzy OSD a OSP - zawiera umowę dystrybucji z OSD. Podmiot ten musi posiadać zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB oraz spełniający procedury i warunki zawarte w niniejszej IRiESD. Umowa dystrybucji zawierana przez OSD z POB powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać w szczególności następujące elementy:
  - a) oświadczenie POB o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej prowadzenie działalności na rynku bilansującym,
  - b) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,
  - c) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce – jeżeli jest taki wymóg prawny,
  - d) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz POB, a także ich dane teleadresowe,
  - e) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze OSD,
  - f) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB), za których bilansowanie handlowe odpowiada POB,

- g) wykaz sprzedawców, URD<sub>w</sub> i URD<sub>ME</sub>, dla których POB prowadzi bilansowanie handlowe na obszarze OSD,
- h) zobowiązanie POB do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu bilansowania handlowego sprzedawcy lub URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub> lub o zawieszeniu albo zaprzestaniu prowadzenia działalności na RB w rozumieniu WDB,
- i) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, POB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w rozumieniu WDB,
- j) zasady przekazywania przez OSD na MB przyporządkowane temu POB, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru OSD oraz obszaru OSDn, dla którego OSD realizuje obowiązki współpracy z OSP w zakresie przekazywania danych pomiarowych.

Jednocześnie w ramach ww. umowy, POB prowadzi bilansowanie handlowe sprzedawców, URD<sub>w</sub> i URD<sub>ME</sub> przyłączonych do sieci OSDn, dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego z obszaru OSDn.

A.4.3.6. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania OSD, zawiera z OSD jedną umowę GUD, na podstawie której, może pełnić funkcję sprzedawcy. Podmiot ten może pełnić również funkcję sprzedawcy rezerwowego po określeniu tego faktu w GUD i złożeniu przez tego sprzedawcę do OSD oferty sprzedaży rezerwowej. GUD reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą a OSD oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży. Umowa GUD powinna spełniać wymagania określone w Ustawie oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSD,
- b) zasady zaprzestania lub ograniczenia świadczenia usług dystrybucji przez OSD z tym URD,
- c) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,
- d) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy OSD a sprzedawcą,
- e) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania OSD o utracie wskazanego POB, w tym w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu WDB,
- f) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego sprzedawcy.

A.4.3.7. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD będącym odbiorcami końcowymi, w tym Prosumentami, Prosumentami zbiorowymi, Prosumentami wirtualnymi lub członkami spółdzielni energetycznej, na podstawie umów kompleksowych, zawiera z OSD jedną umowę GUD-K, na podstawie której może pełnić funkcję sprzedawcy usługi kompleksowej. GUD-K określa warunki realizacji umów kompleksowych dla w/w URD, którym ten sprzedawca będzie świadczyć usługę kompleksową. Umowa GUD-K powinna spełniać wymagania określone w Ustawie oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSD,

- b) zasady zaprzestania lub ograniczania świadczenia usług dystrybucji przez OSD,
- c) warunki świadczenia przez OSD usług dystrybucji URD posiadającym zawarte umowy kompleksowe ze sprzedawcą,
- d) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy OSD a sprzedawcą,
- e) zasady zabezpieczeń należytego wykonania GUD-K,
- f) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy OSD a sprzedawcą,
- g) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,
- h) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania OSD o utracie wskazanego POB, w tym w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu WDB,
- i) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB sprzedawcy,
- j) 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 OSD umowę. Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) zakres obowiązków realizowanych przez OSDn oraz OSD,
- b) zgodę OSDn na realizację jego obowiązków w zakresie współpracy z OSP przez OSD,
- c) obowiązek OSDn do zawierania ze sprzedawcami umów dystrybucji (GUD lub/i GUD-K) w których będzie wskazany POB, posiadający umowę o której mowa w pkt A.4.3.5. zawartą z OSD,
- 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 OSD oraz OSDn, a także ich dane teleadresowe,
- f) zobowiązania stron do stosowania postanowień niniejszej 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 regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

A.4.3.9. W celu realizacji obowiązków OSD w zakresie współpracy z OSP, o których mowa w pkt A.2.1., dla obszarów sieci dystrybucyjnej OSD nie objętych umową przesyłową zawartą przez OSD z OSP, OSD zawiera stosowną umowę z odpowiednim OSDp, do którego sieci przyłączony jest bezpośredni dany obszar OSD.

A.4.3.10. Nie później niż do dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE, OSD i sprzedawcy zawrą nową GUD albo dokonają aktualizacji obowiązującej GUD, zgodnie z obowiązującym w OSD wzorcem GUD, dostosowanym do funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE.

A.4.3.11. Nie później niż do dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE, OSD i sprzedawcy zawrą nową GUD-K albo dokonają aktualizacji obowiązującej GUD-K,

zgodnie z obowiązującym w OSD wzorcem GUD-K, dostosowanym do funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE.

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

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

OSD bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn, na podstawie umowy zawartej z OSDn.

A.5.2. W zakresie uczestnictwa OSD w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci wskazanej w pkt A.5.1.:

- 1) dla obszarów OSD nie objętych umową przesyłową z OSP - OSD w ramach obowiązków związanych z przekazywaniem danych pomiarowych do OSDp realizuje następujące zadania:
  - a) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania URD i URD typu wytwórca (URDw) do poszczególnych POB, jako podmiotów prowadzących bilansowanie handlowe tych URD,
  - b) zarządza konfiguracją w zakresie dopuszczania poszczególnych URD i reprezentujących ich PPE do świadczenia usługi redukcji obciążenia odbiorców, w tym usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i przekazuje do OSDp i OSP specyfikację PPE dopuszczonych do świadczenia usługi,
  - c) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii dotyczących URD do poszczególnych POB, pełniących dla tych URD funkcje POB,
  - d) przekazuje do właściwych OSDp i OSP ilości dostaw energii dla poszczególnych POB,
  - e) rozpatruje reklamacje POB dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii od poszczególnych URD i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
  - f) pozyskuje dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii w poszczególnych PPE, w których przyłączone są urządzenia lub instalacje wykorzystywane do świadczenia usługi redukcji obciążenia odbiorców, w tym usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i przekazuje je do OSDp i OSP,
  - g) uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji podmiotów świadczących usługę redukcji obciążenia odbiorców, w tym redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, dotyczących ilości dostaw energii w poszczególnych PPE,
  - h) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie przez URD podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie.
- 2) dla obszarów OSD objętych umową przesyłową z OSP - w ramach obowiązków z związanych z administrowaniem rynkiem bilansującym OSD realizuje następujące zadania:
  - a) zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez POB,

- b) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania URD do właściwych MB poszczególnych POB, jako podmiotów prowadzących bilansowanie handlowe tych URD,
- c) zarządza konfiguracją w zakresie dopuszczania poszczególnych URD i reprezentujących ich PPE do świadczenia usługi redukcji obciążenia odbiorców, w tym usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i przekazuje do OSP specyfikację PPE dopuszczonych do świadczenia usługi,
- d) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii dotyczących URD do poszczególnych MB poszczególnych POB, pełniących dla tych URD funkcje podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- e) przekazuje do OSP ilości dostaw energii dla poszczególnych MB poszczególnych POB,
- f) rozpatruje reklamacje POB dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
- g) pozyskuje dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii w poszczególnych PPE, w których przyłączone są urządzenia lub instalacje wykorzystywane do świadczenia usługi redukcji obciążenia odbiorców, w tym usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i przekazuje je do OSP,
- h) uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji podmiotów świadczących usługę redukcji obciążenia odbiorców, w tym redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, dotyczących ilości dostaw energii w poszczególnych PPE,
- i) przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania rynku bilansującego oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji,
- j) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie przez URD podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie.

A.5.3. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem detalicznym, OSD realizuje następujące zadania:

- a) przyporządkowuje sprzedawców, URD<sub>W</sub> oraz URD<sub>ME</sub> do poszczególnych MB, wskazanych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie GUD, GUD-k oraz umów dystrybucji,
- b) przyporządkowuje URD do poszczególnych miejsc MDD przydzielonym sprzedawcom na podstawie GUD lub GUD-K,
- c) realizuje procedurę zmiany POB przez sprzedawcę, URD<sub>W</sub> lub URD<sub>ME</sub>,
- d) przekazuje do OSDn i OSP dane konfiguracyjne niezbędne do monitorowania poprawności konfiguracji rynku bilansującego,
- e) rozpatruje reklamacje POB dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty, zgodnie z zapisami rozdziału H.

A.5.4. Dla obszarów OSD objętych umową przesyłową z OSP OSD nadaje kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do jego sieci dystrybucyjnej nieobjętej obszarem rynku bilansującego. Dla podmiotu, którego urządzenia są przyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej objętej obszarem rynku bilansującego stosowany jest kod identyfikacyjny nadany przez OSP.

A.5.5. Dla obszarów OSD objętych umową przesyłową z OSP OSD nadaje kody identyfikacyjne sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii lub umowy kompleksowe w sieci

OSD oraz URD przyłączonym do sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez OSD. Kody te zawierają czteroliterowe oznaczenie podmiotu, oznaczenie Operatora Systemu Dystrybucyjnego, literę charakteryzującą podmiot oraz numer podmiotu i mają następującą postać:

- a) URD typu wytwórca – AAAA\_KodOSD\_W\_XXXX, gdzie: ...(oznaczenie literowe podmiotu)...(oznaczenie kodowe OSD)...\_W...(numer podmiotu)...,
- b) Sprzedawca – AAAA\_KodOSD\_P\_XXXX, gdzie: ...(oznaczenie literowe podmiotu)...(oznaczenie kodowe OSD)...\_P...(numer podmiotu)...

- A.5.6. Oznaczenia kodowe OSD są zgodne z nadanym przez OSP czteroliterowym oznaczeniem wynikającym z zawartej pomiędzy OSD i OSP umowy przesyłowej.
- A.5.7. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji odbywa się poprzez zawarcie umowy dystrybucji, GUD lub GUD-K pomiędzy podmiotem oraz OSD.
- A.5.8. OSD nadaje kody identyfikacyjne obiektom rynku detalicznego wykorzystywanym w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych.
- A.5.9. Kody Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) mają następującą postać: MDD\_AAAA \_XX\_XXXX (16 znaków), gdzie:  
*(rodzaj obiektu)\_(oznaczenie literowe podmiotu)\_(kod typu URD w MDD)\_(numer obiektu)*
- A.5.10. Kody Punktów Dostarczania Energii (PDE) mają następującą postać: PDE\_AAAA\_KodOSD\_A\_XXXXXXXX, gdzie:  
*(rodzaj obiektu)\_(oznaczenie literowe podmiotu)\_(kod OSDp)\_(typ URD)\_(numer podmiotu),*
- A.5.11. Kody Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) mają następującą postać: AAA-AAAXX, gdzie:  
*(kod obiektu energetycznego)-(kod urządzenia energetycznego),*
- A.5.12. Punkt Poboru Energii (PPE) jest najmniejszą jednostką, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy. Kod PPE jest niezmiennym numerem jednoznacznie identyfikującym PPE.
- A.5.13. Punkt Poboru Energii (PPE) jest oznaczany przez kod PPE, przy czym dany kod identyfikuje tylko jeden PPE.
- A.5.14. Dla obszarów OSD nie objętych umową przesyłową z OSP kody nadawane są zgodnie z instrukcją ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSD.
- A.5.15. Kod PPE jest nadawany przez OSD po zgłoszeniu gotowości przyłącza/instalacji do przyłączenia do sieci OSD, a przed zawarciem przez URD umowy na podstawie której ma być dostarczana energia elektryczna do PPE.
- A.5.16. Kod PPE jest oznaczeniem w formacie zgodnym z międzynarodowym standardem

GS1/GSRN, o następującej postaci:

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

gdzie:

590 - prefiks dla polskiej organizacji GS1

J1J2J3J4 - numer OSD nadawany przez polską organizację GS1

S1S2S3S4S5S6S7S8S9S10 - unikalna liczba nadana przez OSD dla danego PPE

K - cyfra kontrolna

W przypadku drukowania kodu PPE w postaci kodu kreskowego będzie on poprzedzony prefiksem 8018, oznaczającym, że kod ten dotyczy PPE.

- A.5.17. O planowanej dacie wejścia w życie nowego formatu kodów PPE OSD poinformuje sprzedawców co najmniej z 180 dniowym wyprzedzeniem.

Po tym terminie w komunikacji z PPE OSD będą stosowane wyłącznie nowe kody PPE, w formacie zgodnym z międzynarodowym standardem GS1/GSRN w tym również w zakresie spraw rozpoczętych, a nie zakończonych przed terminem, o którym mowa w zdaniu pierwszym.

Wraz z ww. informacją PPE OSD udostępni sprzedawcom tabele przenumerowania kodów PPE.

Tabela przenumerowania będzie zawierała informację o starym i nowym kodzie PPE.

- A.5.18. Zmiana kodów PPE nadanych przez OSD nie wymaga zmiany umów na podstawie których dostarczana jest energia elektryczna do PPE.

- A.5.19. Poinformowanie URD o zmianie kodu PPE nastąpi na zasadach określonych w pkt. D.3.6.

- A.5.20. Zasady nadawania kodów PPE:

- a) wszystkie punkty poboru energii otrzymują kod PPE,
- b) kod PPE jest nadawany w momencie, o którym mowa w pkt. A.5.15., z zastrzeżeniem pkt. A.5.17.,
- c) kod PPE nadany zostaje dla każdego punktu na obszarze działania OSD, w którym następuje:
  - „pobieranie”, „wprowadzanie” lub „pobieranie i wprowadzanie” produktu energetycznego (energii, usług dystrybucyjnych, mocy, itp.) do lub z sieci OSD przez URD<sub>O</sub>, URD<sub>W</sub> lub URD<sub>ME</sub>, oraz
  - pomiar tej wielkości przez układ pomiarowo-rozliczeniowy lub jej wyznaczenie na potrzeby rozliczeń,
- d) dla punktów w sieci lub instalacji wewnętrznej URD OSD nie nadaje odrębnego kodu PPE, dla tych punktów mogą być nadane kody FPP, które są podrzędne do kodów PPE,
- e) likwidacja kodu PPE następuje tylko w przypadku fizycznej likwidacji przyłącza lub przyłączonego obiektu. Likwidacja kodu PPE oznacza zmianę fizycznego statusu PPE na „odłączony”, a tym samym nie ma powtórnego nadawania tych samych kodów PPE,
- f) zmiany własnościowe obiektu, zmiana adresu (np. nazwy ulicy), nadanie adresu dla punktu identyfikowanego np. nr działki, zmiana parametrów technicznych PPE (np. zmiana mocy przyłączeniowej), itp. nie powodują zmiany kodu PPE,



- g) zmiana typu umowy sieciowej (umowa kompleksowa, umowa o świadczenie usług dystrybucji) lub jej przeniesienie do innego systemu informatycznego nie powodują zmiany kodu PPE,
- h) dla punktu w sieci, w którym występuje pobieranie i wprowadzanie, nadaje się jeden kod PPE.

A.5.21. Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PPE:

- a) jeżeli w układzie pomiarowym występują oprócz podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego inne układy (rezerwowy, kontrolny) to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,
- b) jeżeli w skład układu pomiarowego wchodzi liczniki energii czynnej, biernej indukcyjnej, biernej pojemnościowej, itp. to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,
- c) w budynkach wielolokalowych każdy punkt poboru energii, posiada odrębny kod PPE,
- d) w przypadku, gdy pod jednym adresem pocztowym istnieje kilka punktów poboru energii, to każdy z nich posiada odrębny kod PPE,
- e) kod PPE nie ulega zmianie w przypadku przyłączenia do sieci mikroinstalacji.

## **A.6. Zasady współpracy OSD w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym**

### **I. Zasady współpracy OSD z OSDn w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym**

A.6.1. Podstawą realizacji współpracy OSD z OSDn w zakresie przekazywania danych pomiarowych do OSP dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym, jest zawarcie stosownej umowy przez OSD z OSDn.

A.6.2. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych o których mowa w pkt A.6.1. OSD oraz OSDn i wewnątrz jego sieci URDn i URDw muszą posiadać układy pomiarowo-rozliczeniowe dostosowane do wymagań określonych odpowiednio w Rozporządzeniu pomiarowym, Rozporządzeniu systemowym oraz niniejszej IRiESD.

A.6.3. Warunkiem przekazywania przez OSD danych pomiarowych do OSP jest jednoczesne obowiązywanie następujących umów:

- a) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD, a OSP;
- b) współpracy w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym zawartej pomiędzy OSD a OSDn,
- c) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD, a przedsiębiorstwem energetycznym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSD świadczącym usługi dystrybucji dla URDn przyłączonym do sieci tego przedsiębiorstwa lub świadczącym usługi dystrybucji dla innego przedsiębiorstwa energetycznego, do sieci którego są przyłączeni URDn (zwanym dalej PEP),
- d) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD, a podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe (POB), którego Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym URDn przyłączonych do sieci PEP lub OSDn.

A.6.4. W celu umożliwienia OSD przekazywania danych pomiarowych do OSP dla obszarów OSD objętych umową przesyłową z OSP lub przekazywania danych pomiarowych do

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 105 z 266

OSDp dla obszarów OSD nie objętych umową przesyłową z OSP, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z niniejszą IRiESD,
- b) dostarczania do OSD 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 oraz oddzielnie w PPE URDn typu wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej,
- c) przekazywania do OSD skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty:
  - 1) w trybie wstępnym do godziny 6:00 doby n+1 – dla doby n,
  - 2) w trybie podstawowym do godziny 09:00 doby n+3 – dla doby n,
  - 3) w trybie korekty m+2 nie później niż do 10 dnia miesiąca m+1, do godz. 09:00, poprzedzającego miesiąc zgłaszania korekt - dla zgłoszenia korekt dób handlowych miesiąca m,
  - 4) w trybie korekty m+4 nie później niż do 10 dnia miesiąca m+3, do godz. 09:00, poprzedzającego miesiąc zgłaszania korekt - dla zgłoszenia korekt dób handlowych miesiąca m,
  - 5) w trybie korekty m+15 nie później niż do 10 dnia miesiąca m+14, do godz. 09:00, poprzedzającego miesiąc zgłaszania korekt - dla zgłoszenia korekt dób handlowych miesiąca m,
- d) niezwłocznego przekazywania OSD informacji o wstrzymaniu lub zaprzestaniu świadczenia przez OSDn usług dystrybucji energii elektrycznej dla URDn lub o zaprzestaniu sprzedaży energii elektrycznej do URDn przez sprzedawcę,
- e) niezwłocznego informowania OSD o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.5. Przekazywanie danych przez OSD do OSP obejmuje przekazywanie zagregowanych danych pomiarowych URDn, przyłączonych do sieci OSDn nie objętej obszarem Rynku Bilansującego:

- a) na MB będące w posiadaniu POB wskazanego przez sprzedawcę wybranego przez URDn typu odbiorca,
- b) na MB będące w posiadaniu POB wskazanego bezpośrednio przez URDn typu wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej.

OSDn przekazuje OSD informacje o wskazanych POB, o których mowa powyżej.

A.6.6. Wyznaczanie i przekazywanie do OSD oraz udostępnianie danych pomiarowych do OSP, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszej IRiESD.

A.6.7. Zawieszenie lub zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym przez POB lub zaprzestanie niezależnie od przyczyny bilansowania handlowego sprzedawcy lub URDn typu wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej w obszarze sieci OSDn lub PEP, na której operatorem jest wyznaczony OSDn, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSD danych pomiarowych na MB tego POB. Tym samym dane pomiarowe URDn będą uwzględniane w zużyciu energii elektrycznej OSDn lub PEP, chyba że zostanie wskazany inny POB w terminie

umożliwiającym zmianę konfiguracji obiektów tego POB (zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszej IRiESD).

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

## II. Zasady współpracy OSD z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym

- A.6.9. Podstawą realizacji współpracy OSD z OSDp w zakresie przekazywania danych jest zawarta umowa pomiędzy OSD, a OSDp.

### A.7. Zasady sprzedaży rezerwowej dla URD, którzy mają zawarte umowy kompleksowe

- A.7.1. W umowie kompleksowej ze sprzedawcą, URD:

- 1) wskazuje wybranego przez siebie sprzedawcę rezerwowego z wykazu, o którym mowa w pkt A.3.7. lit. b), innego niż sprzedawca,
- 2) upoważnia OSD do zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz – w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę – rezerwowej umowy kompleksowej ze wskazanym przez siebie sprzedawcą rezerwowym.

Upoważnienie udzielone przez URD przy zawieraniu umowy kompleksowej ze sprzedawcą za pomocą środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość, uważa się za równoważne w skutkach z upoważnieniem udzielonym w formie pisemnej.

Wymóg by sprzedawcą rezerwowym mógł być tylko inny sprzedawca niż sprzedawca będący stroną zawartej umowy kompleksowej - nie dotyczy przypadku, gdy wykaz o którym mowa w pkt A.3.7. lit. b) obejmuje tylko jednego sprzedawcę.

Mając na uwadze zapisy ustawy o prawach konsumenta, upoważnienie udzielone przez URD będącego konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 7aa ustawy o prawach konsumenta tj. zawierającą rezerwową umowę kompleksową bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, powinno zawierać dodatkowo:

- 1) oświadczenie tego URD, że został poinformowany o prawie do odstąpienia od rezerwowej umowy kompleksowej w terminie 14 dni od dnia jej zawarcia,
- 2) upoważnienie dla OSD do żądania w imieniu tego URD, rozpoczęcia świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej przed upływem 14-dniowego okresu odstąpienia od rezerwowej umowy kompleksowej zawartej na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa, liczonego od dnia jej zawarcia, przy czym dla URD w gospodarstwie domowym powyższe upoważnienie odnosi się jedynie do rezerwowej umowy kompleksowej zawartej na odległość.

Dokonując powiadomienia o zawarciu umowy kompleksowej zgodnie z pkt D.2.4. sprzedawca wskazuje sprzedawcę rezerwowego, co jest równoznaczne ze złożeniem oświadczenia w przedmiocie dokonania przez URD wyboru sprzedawcy rezerwowego. Oświadczenie to jest równoznaczne z dysponowaniem przez sprzedawcę upoważnieniem udzielonym przez tego URD dla OSD spełniającym wymogi, o których mowa powyżej.

Sprzedawca na każde uzasadnione żądanie OSD, jest zobowiązany do przekazania OSD oświadczenia o zawarciu w treści umowy kompleksowej upoważnienia dla OSD. do zawarcia - w imieniu i na rzecz URD - rezerwowej umowy kompleksowej ze wskazanym

przez tego URD sprzedawcą rezerwowym, nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania.

Sprzedawca, który nie dysponuje upoważnieniem, o którym mowa powyżej nie może dokonać powiadomienia o zawarciu umowy kompleksowej zgodnie z pkt D.2.4.

A.7.2. OSD, z zastrzeżeniem okoliczności wskazanych w pkt A.7.3. zawiera rezerwową umowę kompleksową w imieniu i na rzecz URD ze sprzedawcą rezerwowym:

- 1) niezwłocznie po uzyskaniu informacji o konieczności zaprzestania:
  - a) sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt A.3.12.,
  - b) świadczenia usług dystrybucji lub usług przesyłania, o której mowa w pkt A.3.14.
- 2) w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej z dotychczasowym sprzedawcą

- jeżeli nie dokonano powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zgodnie z pkt D.2. lub gdy sprzedawca wybrany przez URD nie podjął sprzedaży.

Zawarcie rezerwowej umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez OSD sprzedawcy rezerwowemu oświadczenia o przyjęciu jego oferty w terminie:

- i. w przypadkach, o których mowa w ppkt. 1) powyżej – nie później niż w terminie 3 dni roboczych od stwierdzenia którejkolwiek z przesłanek do zawarcia rezerwowej umowy kompleksowej,
- ii. w przypadku, o którym mowa w ppkt. 2) powyżej – nie później niż w dniu poprzedzającym dzień rozpoczęcia obowiązywania rezerwowej umowy kompleksowej.

Zasady składania oferty oraz wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt A.4.3.7.

A.7.3. OSD nie zawrze rezerwowej umowy kompleksowej w przypadku:

- 1) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach, o których mowa w art. 6a ust. 3 oraz w art. 6b. ust. 1, ust. 2 lub ust. 4 Prawa energetycznego (w tym także wówczas gdy w okresie wstrzymania dojdzie do zakończenia świadczenia usługi kompleksowej zgodnie z pkt D.1.7.), albo rozwiązania sporu przez Koordynatora dotyczącego wstrzymania dostarczania na niekorzyść URD w gospodarstwie domowym lub wydania niekorzystnej dla tego URD decyzji przez Prezesa URE,
- 2) wyprowadzenia URD z PPE.

A.7.4. Sprzedawca, który zawarł z OSD umowę, o której mowa w pkt A.4.3.7., która umożliwia zawieranie rezerwowych umów kompleksowych na obszarze OSD, w przypadku wyrażenia woli pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego, składa tym samym OSD ofertę zawarcia rezerwowych umów kompleksowych.

Zakończenie pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego wymaga zmiany umowy, o której mowa w pkt A.4.3.7.

A.7.5. Jeżeli sprzedawca zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej URD, w ramach umowy

kompleksowej, a:

- 1) w umowie kompleksowej zawartej przez tego URD nie został wskazany sprzedawca rezerwowy lub umowa ta nie zawiera upoważnienia OSD do zawarcia w imieniu i na rzecz URD rezerwowej umowy kompleksowej; albo
  - 2) sprzedawca rezerwowy wskazany przez tego URD nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej;
- OSD, działając w imieniu i na rzecz tego URD, zawiera ze sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową.

Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez OSD sprzedawcy z urzędu oświadczenia o przyjęciu jego oferty.

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

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

Sprzedawca z urzędu jest zobowiązany do złożenia OSD oferty zawierania umów kompleksowych z URD, na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.7. i w okresie, w którym pełni zadania sprzedawcy z urzędu - nie może tej oferty wycofać.

Sposób składania oferty oraz składania oświadczeń o przyjęciu oferty, a także wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt A.4.3.7.

A.7.6. OSD w terminie 5 dni kalendarzowych:

- 1) od złożenia sprzedawcy oświadczenia, o którym mowa w pkt A.7.2., wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży kompleksowej, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych, oraz o miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego warunków rezerwowej umowy kompleksowej, w tym ceny, albo
- 2) od złożenia sprzedawcy z urzędu oświadczenia, o którym mowa w pkt A.7.5. wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy z urzędu i jego danych teleadresowych.

A.7.7. Sprzedawca zobowiązuje się powiadomić OSD o zakończeniu rezerwowej umowy kompleksowej lub umowy kompleksowej, o której mowa w pkt A.7.5., zgodnie z pkt D.1.7.

A.7.8. OSD udostępnia sprzedawcy rezerwowemu dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD zgodnie z zasadami wskazanymi w pkt C.1.17.

A.7.9. W przypadku zakończenia obowiązywania umowy kompleksowej i niezgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne, OSD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.7.10. W przypadku, gdy rezerwowa umowa kompleksowa przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a OSD nie otrzymał informacji o zawarciu przez URD umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży zgodnie z pkt D.2., OSD zaprzestaje dostarczania energii

elektrycznej URD.

- A.7.11. OSD zaprzestaje realizacji umowy kompleksowej, o której mowa w pkt A.7.5. albo rezerwowej umowy kompleksowej, o której mowa w pkt A.7.2., z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, świadczenia usługi kompleksowej albo sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

**A.8. Zasady rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej dla URD, którzy mają zawarte umowy dystrybucji**

A.8.1. W umowie o świadczenie usługi dystrybucji URD:

- 1) wskazuje wybranego przez siebie sprzedawcę rezerwowego z wykazu, o którym mowa w pkt A.3.7. lit. a), innego niż sprzedawca podstawowy,
- 2) upoważnia OSD do zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz – w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży przez dotychczasowego sprzedawcę – umowy sprzedaży rezerwowej ze wskazanym przez siebie sprzedawcą rezerwowym.

Wymóg, aby sprzedawcą rezerwowym mógł być tylko inny sprzedawca niż sprzedawca będący stroną zawartej umowy sprzedaży - nie dotyczy przypadku, gdy wykaz, o którym mowa w pkt A.3.7. lit. a), obejmuje tylko jednego sprzedawcę.

Mając na uwadze zapisy ustawy o prawach konsumenta, upoważnienie udzielone przez URD będącego konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 7aa ustawy o prawach konsumenta tj. zawierającą umowę sprzedaży rezerwowej bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, powinno zawierać dodatkowo:

- 1) oświadczenie tego URD, że został poinformowany o prawie do odstąpienia od umowy sprzedaży rezerwowej w terminie 14 dni od dnia jej zawarcia,
- 2) upoważnienie dla OSD do żądania w imieniu tego URD, rozpoczęcia umowy sprzedaży rezerwowej przed upływem 14-dniowego okresu odstąpienia od umowy sprzedaży rezerwowej zawartej na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa, liczonego od dnia jej zawarcia.

Dokonując powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży zgodnie z pkt D.2.4., sprzedawca wskazuje sprzedawcę rezerwowego, co jest równoznaczne ze złożeniem oświadczenia w przedmiocie dokonania przez URD wyboru sprzedawcy rezerwowego.

OSD na każde uzasadnione żądanie sprzedawcy rezerwowego, jest zobowiązany do przekazania temu sprzedawcy oświadczenia o zawarciu w treści umowy o świadczenie usług dystrybucji upoważnienia dla OSD do zawarcia – w imieniu i na rzecz URD – umowy sprzedaży rezerwowej ze wskazanym przez tego URD sprzedawcą rezerwowym, nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania.

A.8.2. OSD, z zastrzeżeniem okoliczności wskazanych w pkt A.8.3., zawiera umowę sprzedaży rezerwowej w imieniu i na rzecz URD ze sprzedawcą rezerwowym:

- 1) niezwłocznie po uzyskaniu informacji o konieczności zaprzestania:
  - a) sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt A.3.12.,
  - b) świadczenia usług dystrybucji lub usług przesyłania, o której mowa w pkt A.3.13.,
- 2) w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży z dotychczasowym sprzedawcą;  
– jeżeli nie dokonano powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy

kompleksowej zgodnie z pkt D.2. lub gdy sprzedawca wybrany przez URD nie podjął sprzedaży.

Zawarcie umowy sprzedaży rezerwowej następuje poprzez złożenie przez OSD sprzedawcy rezerwowemu oświadczenia o przyjęciu jego oferty w terminie:

- a) w przypadkach, o których mowa w ppkt. 1) powyżej – nie później niż w terminie 3 dni roboczych od stwierdzenia którejkolwiek z przesłanek do zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej;
- b) w przypadku, o którym mowa w ppkt. 2) powyżej – nie później niż w dniu poprzedzającym dzień rozpoczęcia obowiązywania umowy sprzedaży rezerwowej.

Sposób składania oferty oraz składania oświadczeń o przyjęciu oferty, a także wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt A.4.3.6.

A.8.3. OSD nie zawrze umowy sprzedaży rezerwowej w sytuacji:

- 1) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ust. 1, ust. 2 lub ust. 4 Prawa energetycznego (w tym także wówczas gdy w okresie wstrzymania dojdzie do zakończenia umowy sprzedaży zgodnie z pkt D.1.7.), albo rozwiązania sporu przez Koordynatora dotyczącego wstrzymania dostarczania na niekorzyść URD w gospodarstwie domowym lub wydania niekorzystnej dla tego URD decyzji przez Prezesa URE,
- 2) wyprowadzenia URD z PPE.

A.8.4. Sprzedawca, który zawarł z OSD umowę, o której mowa w pkt A.4.3.6., która umożliwia zawieranie umów sprzedaży rezerwowej na obszarze OSD, w przypadku wyrażenia woli pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego, składa do OSD ofertę zawarcia umów sprzedaży rezerwowej.

Zakończenie pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego wymaga zmiany umowy, o której mowa w pkt A.4.3.6.

A.8.5. Jeżeli sprzedawca zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej URD, w ramach umowy sprzedaży, a:

- 1) w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej przez tego URD nie został wskazany sprzedawca rezerwowi lub umowa ta nie zawiera upoważnienia OSD do zawarcia w imieniu i na rzecz URD umowy sprzedaży rezerwowej albo
- 2) sprzedawca rezerwowi wskazany przez tego URD nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej

– OSD, działając w imieniu i na rzecz tego URD, zawiera ze sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową.

Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez OSD sprzedawcy z urzędu oświadczenia o przyjęciu jego oferty.

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

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

W przypadku zawarcia umowy kompleksowej stosuje się pkt B.5.

Sprzedawca z urzędu jest zobowiązany do złożenia oferty zawierania umów kompleksowych z URD, na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.7. i w okresie, w którym pełni zadania sprzedawcy z urzędu - nie może tej oferty wycofać.

Sposób składania oferty oraz składania oświadczeń o przyjęciu oferty, a także wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt A.4.3.7.

A.8.6. OSD w terminie 5 dni kalendarzowych:

- 1) od złożenia sprzedawcy oświadczenia, o którym mowa w pkt A.8.2., wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych, innych warunków umowy sprzedaży rezerwowej, w tym ceny, albo
- 2) od złożenia sprzedawcy z urzędu oświadczenia, o którym mowa w pkt A.8.5. wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy z urzędu i jego danych teleadresowych.

A.8.7. Sprzedawca zobowiązuje się powiadomić OSD o zakończeniu umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej, o której mowa w pkt A.8.5., zgodnie z pkt D.1.7.

A.8.8. OSD udostępnia sprzedawcy rezerwowemu dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD, zgodnie z zasadami wskazanymi w pkt C.1.17.

A.8.9. W przypadku zakończenia obowiązywania umowy sprzedaży i niezgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b. ustawy Prawo energetyczne, OSD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.8.10. W przypadku, gdy umowa sprzedaży rezerwowej przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a OSD nie otrzymał informacji o zawarciu przez URD umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży zgodnie z pkt D.2., OSD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.8.11. OSD zaprzestaje realizacji umowy kompleksowej, o której mowa w pkt A.8.5. albo umowy sprzedaży rezerwowej, o której mowa w pkt A.8.2., z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, świadczenia usługi kompleksowej albo sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

## A.9. Zasady wymiany informacji

A.9.1. Wymiana informacji pomiędzy OSD a sprzedawcami odbywa się pisemnie lub, o ile umowy w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7. tak stanowią, pocztą elektroniczną na wskazane w tej umowie adresy e-mail lub w inny sposób wskazany w tej umowie. Wymiana informacji z OSD odbywa się w języku polskim.

Po uruchomieniu dedykowanego systemu informatycznego OSD wymiana informacji między OSD i sprzedawcami będzie się odbywać poprzez dedykowany system informatyczny OSD, będzie zgodna z dokumentem „Standardy wymiany informacji” (SWI), opublikowanym na stronie internetowej OSD.

O zmianie „Standardów wymiany informacji” OSD informuje sprzedawców, posiadających zawarte umowy, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7. IRiESD-Bilansowanie, na co najmniej na 90 dni kalendarzowych przed ich wejściem w życie oraz publikuje je na swojej stronie internetowej, o ile zmiany te wynikają z potrzeb OSD.

W przypadku, gdy zmiany „Standardów wymiany informacji” wynikają ze zmian przepisów prawa, OSD informuje sprzedawców, posiadających zawarte umowy, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7. IRiESD-Bilansowanie, o terminie wejścia w

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 112 z 266



życie zmian „Standardów wymiany informacji”, które wynikają z tych zmian prawnych.

- A.9.2. Wymiana informacji pomiędzy OSD a sprzedawcami, o której mowa w pkt A.9.1., dotycząca zgłoszeń i powiadomień planowanych do realizacji na datę późniejszą niż dzień kalendarzowy uruchomienia produkcyjnego CSIRE, nie będą przyjmowane przez OSD do realizacji.
- A.9.3. Dla obszarów objętych umową przesyłową z OSP do wymiany danych strukturalnych i planistycznych pomiędzy OSP a podmiotami określonymi w TCM oraz OSD, służy dedykowany system IT OSP składający się z:
- a) Portalu Wymiany Danych Strukturalnych - PWDS,
  - b) Portalu Wymiany Danych Planistycznych - PWDP.
- A.9.4. Sprzedawca jest zobowiązany do aktualizacji danych przekazanych do OSD w powiadomieniu, o którym mowa w pkt D.2.4., związanych z realizowanymi umowami kompleksowymi lub umowami sprzedaży. Aktualizacja tych danych odbywa się według pkt A.9.1., zgodnie z SWI.

OSD, na dzień uruchomienia produkcyjnego CSIRE, będzie realizował umowy kompleksowe lub umowy sprzedaży, zgodnie z danymi posiadanymi na ten dzień w systemie, o którym mowa w pkt A.9.1.

## **A.10. Zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej**

### **A.10.1. Zasady nadawania certyfikatów ORed**

- A.10.1.1. ORed, aby mógł uczestniczyć w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP musi posiadać certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny”, uzyskane na zasadach określonych poniżej. Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa WDB.
- A.10.1.2. Certyfikowaniu nie podlegają ORed odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.
- A.10.1.3. ORed to obiekt przyłączony do sieci dystrybucyjnej, będący w posiadaniu jednego Odbiorcy w ORed, który składa się z jednego lub więcej PPE spełniających kryteria:
- 1) stanowią kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), 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 godzinowych danych pomiarowych i umożliwiają ich pozyskanie poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR) OSD oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE (dla ORed przyłączonych do sieci OSDp),
    - c) posiadają funkcję automatycznej rejestracji godzinowych danych pomiarowych i umożliwiają ich przekazywanie do OSD w trybie dobowym poprzez system wskazany przez OSD oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE (dla ORed przyłączonych do sieci OSDn).
- A.10.1.4. W przypadku, gdy układ zasilania ORed składa się z wielu PPE, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana jako suma dostaw energii elektrycznej

dla tych PPE.

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

A.10.1.5. Proces certyfikacji przeprowadza i certyfikat dla ORed wydaje:

- 1) OSD - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSD;
- 2) OSD we współpracy z OSDn - jeśli ORed jest przyłączony do sieci OSD i OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSD

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

- 3) OSDn we współpracy z OSD - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSD.

Certyfikat dla ORed wystawia OSDn na wzorze certyfikatu dla ORed zgodnie z pkt A.10.1.17. i przekazuje do OSD upoważnionego przez OSDn, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP (dalej „system IP DSR”) i nadania numeru certyfikatu dla ORed i identyfikatora ORed. W tym przypadku OSDn przekazuje do OSD również oświadczenia odbiorcy w ORed złożone w procesie certyfikacji i zarządzania ORed oraz pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla OSD 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.10.1.3.

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.10.1.6. Procesem certyfikacji, przeprowadzanym przez właściwego operatora systemu:

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

W tym przypadku proces certyfikacji przeprowadzany jest:

- a) w trybie podstawowym, tj. w oparciu o będące w posiadaniu tego operatora zasoby danych i informacje dotyczące odbiorców przyłączonych do jego sieci, lub

- b) w trybie dodatkowym, na wniosek odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego;
- 2) mogą być objęte również ORed odbiorców niepodlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w pkt 1), z wyłączeniem odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

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

A.10.1.7. Certyfikacja w trybie podstawowym, o której mowa w pkt A.10.1.6. ppkt. 1) lit. a) dokonywana jest na poniższych zasadach.

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

- 1) w terminie 4 miesięcy od daty wejścia w życie zmian IRiESP wprowadzających certyfikację ORed w trybie podstawowym - dotyczy przypadku certyfikacji obejmującej wszystkie ORed, jako procesu dokonywanego po raz pierwszy;
- 2) w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia, od którego:
  - a) odbiorca w ORed zaczyna podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.1.6. ppkt 1), lub
  - b) odpowiednio OSD albo OSDn pozyska informację wskazującą, że przyczyna nie wydania certyfikatu dla ORed została usunięta (w takim przypadku właściwy operator systemu ponawia proces certyfikacji w trybie podstawowym),

- dotyczy przypadku certyfikacji, obejmującej pojedyncze ORed, dokonywanej po upływie terminu wskazanego w pkt 1).

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

A.10.1.7.1. Certyfikacja obejmuje weryfikację kryteriów określonych w pkt A.10.1.3.

A.10.1.7.2. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.1.7.1., jest pozytywny, wówczas odpowiednio OSD albo OSDn wydaje certyfikat dla ORed. W przeciwnym wypadku certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio OSD albo OSDn informuje odbiorcę w ORed o przyczynie nie wydania tego certyfikatu.

A.10.1.7.3. Jeżeli przyczyną niewydania certyfikatu dla ORed jest negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.1.3. pkt 2) nie powoduje to obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSD albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.10.1.7.4. Nie skutkuje wygaszeniem certyfikatu dla ORed sytuacja, w której odbiorca, któremu wydano taki certyfikat przestaje, niezależnie od przyczyny, podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.1.6. pkt 1).

A.10.1.8. Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt A.10.1.6. pkt 1) i 2) dokonywana jest na poniższych zasadach.

A.10.1.8.1. Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wnioski o wydanie certyfikatu dla ORed do:

- 1) OSD – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej OSD;

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 115 z 266

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.10.1.8.2. Wniosek o wydanie certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:

- 1) dane identyfikacyjne odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa odbiorca w ORed, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby zarządzania certyfikatem dla ORed);
- 2) dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby komunikacji w sprawie wniosku) w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez odbiorcę w ORed;
- 3) dane ORed (nazwa, adres lokalizacji);
- 4) Wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSD, zgodnie z kodyfikacją danego OSD, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt A.10.1.3.;
- 5) atrybut ORed (ORed O – obiekt odbiorczy, ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), wskazujący czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym czy obiektem posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej;
- 6) oświadczenia Odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
  - a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSD do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSD),
  - b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do OSD i OSD do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),
  - c) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich ORed upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP),
  - d) o zgodzie na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed (nazwa, adres lokalizacji),
  - e) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym został złożony wniosek o wydanie certyfikatu dla ORed, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
  - f) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,
  - g) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie certyfikatu dla ORed,
  - h) o zgodzie na publikację na stronie internetowej OSP informacji o uzyskaniu przez odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed (zgoda nieobowiązkowa),
  - i) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSP, OSD 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).

Wniosek o wydanie certyfikatu dla ORed składa się do OSD wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu wniosku podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji odbiorcy w ORed). Wniosek składany jest na wskazany przez OSD adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSD.

Na żądanie OSD, odbiorca w ORed dostarczy do OSD w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopii wniosku poświadczoną przez upoważnionego przedstawiciela odbiorcy w ORed.

A.10.1.8.3. Certyfikacja ORed 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.10.1.3.

A.10.1.8.4. Negatywny wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.1.8.3. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie certyfikatu dla ORed. W tym przypadku odpowiednio OSD albo OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.1.3. pkt 2) nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSD albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.10.1.8.5. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.1.8.3., jest pozytywny, wówczas OSD albo OSDn wydaje certyfikat dla ORed.

A.10.1.8.6. W przypadku złożenia wniosku o wydanie certyfikatu dla ORed do OSDn, dany OSDn, w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania wniosku dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.1.8.3. i przekazuje wystawiony certyfikat dla ORed zgodnie z pkt A.10.1.5. ppkt. 3) do upoważnionego OSD.

OSDn przekazuje certyfikat dla ORed do OSD wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu certyfikatu podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSDn) wraz ze skanem pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt A.10.1.5. ppkt. 3). Certyfikat przekazywany jest na wskazany przez OSD adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSD.

Na każde żądanie OSD, OSDn dostarczy do OSD w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały certyfikatu i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt A.10.1.5. 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.10.1.3.

A.10.1.8.7. Wydanie certyfikatu dla ORed następuje w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia złożenia kompletnego wniosku do odpowiednio OSD albo OSDn. W przypadku wystawienia certyfikatu dla ORed przez OSDn, OSDn przekazuje ten certyfikat do OSD celem jego rejestracji w systemie IP DSR, najpóźniej w terminie do 7 dnia przed ww.

terminem wydania certyfikatu.

A.10.1.9. Certyfikat dla ORed zawiera:

- 1) numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt A.10.1.5. ppkt. 3) zdanie drugie;
- 2) lokalizację sieciową ORed – przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej OSD;
- 3) dane ORed (nazwa, adres) i dane identyfikacyjne odbiorcy w ORed z zastrzeżeniem pkt A.10.1.13. zdanie trzecie;
- 4) wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE OSD, o którym mowa w pkt A.5.12. (kody PPE nadaje OSDp właściwy dla miejsca przyłączenia ORed), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie, jakiego odpowiednio OSD 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.10.1.12 ppkt 3) lit.a);
- 8) informację, czy odbiorca w ORed jest OSDn.

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

A.10.1.10. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt A.10.1.7.1. i A.10.1.8.3., OSD albo OSD upoważniony przez OSDn, rejestruje certyfikat dla ORed w systemie IP DSR, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer certyfikatu dla ORed, a następnie operator systemu wydający certyfikat dla ORed informuje, odpowiednio odbiorcę w ORed lub podmiot przez niego upoważniony, o wydaniu certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu.

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

A.10.1.11. ORed, dla którego certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie dodatkowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed aktywny”.

A.10.1.12. ORed, dla którego certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie podstawowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed nieaktywny”. W celu uzyskania statusu „ORed aktywny”, wymagane jest dostarczenie do OSD dokonującego rejestracji certyfikatu dla ORed, następujących zgód i oświadczeń odbiorcy w ORed:

- 1) zgód na przekazywanie danych pomiarowych przez:
  - a) OSD do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSD),
  - b) OSDn do OSD i OSD 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 redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP),

- 2) zgody na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed i danych identyfikacyjnych odbiorcy w ORed.
- 3) oświadczenia:
  - a) wskazującego na typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), tj czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym, czy posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej,
  - b) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym zostało złożone niniejsze oświadczenie, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
  - c) o kompletności układu zasilania ORed wskazanego w wydanym certyfikacie dla ORed i o poprawności danych zawartych w tym certyfikacie,
  - d) wskazującego adres e-mail na potrzeby zarządzania certyfikatem dla ORed,
  - e) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSD albo OSDn w przypadku zmiany danych zawartych w certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany.

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

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

- A.10.1.13. Zgody, o których mowa w pkt A.10.1.12. ppkt 1) i 2) są wymagane jedynie w przypadku, gdy właściwy operator systemu nie jest upoważniony na mocy klauzul umownych lub IRiESD, do realizacji działań wynikających z tych zgód.

W przypadku braku zgód i oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.1.12., ORed w systemie IP DSR ORed otrzymuje status „ORed nieaktywny”.

Brak zgody, o której mowa w pkt A.10.1.12. ppkt 2) skutkuje wprowadzeniem do systemu IP DSR zanonimizowanego Certyfikatu dla ORed, tj. z pominięciem danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed.

Zmiana w systemie IP DSR statusu ORed z „ORed nieaktywny” na „ORed aktywny” następuje niezwłocznie po otrzymaniu przez OSD dokonującego rejestracji certyfikatu dla ORed, oświadczeń o których mowa w pkt A.10.1.12.

- A.10.1.14. OSP publikuje na swojej stronie internetowej informację o posiadaniu przez odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed, jeżeli operator systemu dokonujący rejestracji certyfikatu dla ORed wprowadzi do systemu IP DSR informację, że odbiorca w ORed wyraził zgodę na taką publikację.

- A.10.1.15. Odpowiednio OSD albo OSD upoważniony przez OSDn, niezwłocznie wygasza certyfikat dla ORed w przypadku:

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 119 z 266

- 1) gdy OSD albo OSDn pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt A.10.1.3.; OSDn przekazuje informację w tym zakresie do OSD, który zarejestrował certyfikat dla tego ORed w systemie IP DSR;
- 2) wstrzymania świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej odbiorcy w ORed lub rozwiązania z tym odbiorcą umowy, na podstawie której świadczone są odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej.

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

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

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

- A.10.1.16. W przypadku zmiany danych zawartych w wydanym certyfikacie dla ORed (dla ORed ze statusem „ORed aktywny”), w tym w szczególności zakresu PPE (dodanie lub usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, odbiorca w ORed składa wnioski do operatora systemu, który wydał certyfikat dla ORed o aktualizację tego certyfikatu. Jeśli zmiana nie narusza kryteriów określonych w pkt A.10.1.3. odpowiednio OSD albo OSDn upoważniony przez OSDn aktualizuje certyfikat dla ORed zarejestrowany w systemie IP DSR.

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

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

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

- A.10.1.17. Wzór wniosku o wydanie certyfikatu dla ORed, wzór wniosku o aktualizację certyfikatu dla ORed, wzór certyfikatu dla ORed oraz wzory oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.1.12. i A.10.1.14., określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej.
- A.10.1.18. OSD i OSDn, na swojej stronie internetowej zamieszczają informację odnośnie formy i sposobu składania wniosków o wydanie certyfikatu dla ORed, wniosków o aktualizację certyfikatu dla ORed oraz oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.1.12. i A.10.1.14.

## **A.10.2. Zasady przekazywania danych pomiarowych ORed**

### **1) dla obszarów OSD nie objętych umową przesyłową z OSP:**

- A.10.2.1. Przekazywanie danych pomiarowych dla ORed (odrębnie dla każdego PPE w ORed) realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.
- A.10.2.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu



usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.

A.10.2.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do właściwego OSDp, po otrzymaniu przez OSD od OSDp lub OSP informacji:

- 1) o podpisaniu umowy o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,
- 2) o wskazaniu przez podmiot świadczący usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, zbioru ORed, w oparciu, o które podmiot ten świadczy tę usługę.

OSD po otrzymaniu od OSDp powyższych informacji, dokonuje (w dobie  $n+2$ ) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, OSD przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt A.10.2.7. – A.10.2.9.

OSD przekazuje do OSDp 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.10.2.5.

A.10.2.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego operatora systemu dystrybucyjnego, OSD przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt A.10.2.3., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSD.

A.10.2.5. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSD, zobowiązany jest do przekazywania do OSD godzinowych danych pomiarowych dotyczących PPE przyłączonych do jego sieci tworzących ORed, w następującym zakresie:

- 1) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt A.10.2.3., w terminie 1 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od OSD,
- 2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby  $n$ ), o którym mowa w pkt A.10.2.7., w terminie do doby  $n+1$ ,
- 3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca  $m$ ), o którym mowa w pkt A.10.2.8, w terminie od 1 do 2 dnia miesiąca  $m+1$ ,
- 4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt A.10.2.9., za miesiąc  $m$ , w terminie od 1 do 2 dnia odpowiednio miesiąca  $m+2$  lub  $m+4$ .

OSDn przekazuje do OSD godzinowe dane pomiarowe w formie elektronicznej poprzez wskazany przez OSD dedykowany serwer FTP. 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 zostaną określone przez OSD zgodnie ze standardem WIRE.

Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej/serwery określone w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.3.

A.10.2.6. OSD przekazuje do OSDp godzinowe dane pomiarowe zgodnie z umową, o której mowa w pkt A.4.3.8.

A.10.2.7. Dane godzinowe dla doby  $n$  są przekazywane przez OSD do OSDp w trybie wstępnym od doby  $n+1$  do doby  $n+2$ .

A.10.2.8. Do 5 dnia po zakończeniu miesiąca  $m$ , OSD dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSDp danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSD 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 OSD zgodnie z pkt A.10.2.5.

Dane pomiarowe są przekazywane przez OSD do OSDp za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca m+1. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSDp inicjuje proces pozyskiwania danych w 5 dniu miesiąca m+1 poprzez wysłanie zapytania do OSD o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSD przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSD w trybie podstawowym m+1, OSDp do rozliczeń przyjmuje dane, o których mowa w pkt A.10.2.7.

W trybie podstawowym m+1 wszystkie dane pomiarowe przekazywane przez OSD do OSDp, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.

- A.10.2.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSD do OSDp danych pomiarowych na zasadach opisanych w IRiESD OSDp.

Okresem korygowania jest miesiąc m+2 i m+4 (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca m+2 i m+4. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSDp inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia miesiąca m+2 i m+4 poprzez wysłanie do OSD zapytania o dane godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSD przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego. Poza powyższym okresem, korekty dokonywane są na wniosek podmiotu realizującego usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, w trybie postępowania reklamacyjnego, zgodnie z WDB.

- A.10.2.10. Dane godzinowe dla doby n są przekazywane przez OSDn do OSD w trybie wstępnym od doby n+1.

- A.10.2.11. Do 4 dnia po zakończeniu miesiąca m, OSDn dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSD danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDn 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 OSD zgodnie z pkt A.10.2.5.

Dane pomiarowe są przekazywane przez OSDn do OSD za miesiąc m od 1 do 4 dnia miesiąca m+1. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSD inicjuje proces pozyskiwania danych w 4 dniu miesiąca m+1 poprzez wysłanie zapytania do OSDn o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDn przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSDn w trybie podstawowym m+1, OSD do rozliczeń przyjmuje dane w dobie n+1.

W trybie podstawowym m+1 wszystkie dane pomiarowe przekazywane przez OSDn do OSD, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.

- A.10.2.12. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSDn do OSDp danych pomiarowych na zasadach opisanych w IRiESD.

Okresem korygowania jest miesiąc m+2 i m+4 (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc m od 1 do 4 dnia miesiąca m+2 i m+4. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSD inicjuje proces pozyskiwania danych 4 dnia miesiąca m+2 i m+4 poprzez wysłanie do OSDn zapytania o dane

godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSDn przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego. Poza powyższym okresem, korekty dokonywane są na wniosek podmiotu realizującego usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, w trybie postępowania reklamacyjnego, zgodnie z IRiESD OSDp.

- A.10.2.13. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP wyłącznie przez OSP.

## 2) ORed dla obszarów OSD objętych umową przesyłową z OSP:

- A.10.2.1. Przekazywanie danych pomiarowych dla ORed realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.

- A.10.2.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.

- A.10.2.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez OSD od OSP:

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

OSD po otrzymaniu informacji od OSP, dokonuje (w dobie  $n+4$ ) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, OSD przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt A.10.2.7. – A.10.2.9.

OSD 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.10.2.5.

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

OSD, po otrzymaniu informacji od OSP dokonuje (w dobie  $n+4$ ) zasilenia, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia, OSD przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt A.10.2.8. – A.10.2.10.

OSD 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.10.2.5.

- A.10.2.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, OSD przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt A.10.2.3., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSD.

- A.10.2.5. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSD, zobowiązany jest do przekazywania do OSD godzinowych danych pomiarowych dotyczących PPE przyłączonych do jego sieci

tworzących ORed, w następującym zakresie:

- 1) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt A.10.2.3., w terminie 2 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od OSD,
- 2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby  $n$ ), o którym mowa w pkt A.10.2.7., w terminie do doby  $n+2$ ,
- 3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca  $m$ ), o którym mowa w pkt A.10.2.8., w terminie od 1 do 2 dnia miesiąca  $m+1$ ,
- 4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt A.10.2.9., za miesiąc  $m$ , w terminie od 1 do 2 dnia odpowiednio miesiąca  $m+2$  lub  $m+4$ .

OSDn przekazuje do OSD godzinowe dane pomiarowe w formie elektronicznej poprzez wskazany przez OSD 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 zostaną określone przez OSD zgodnie ze standardem WIRE.

Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej/serwery określone w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.8.

A.10.2.6. OSD przekazuje do OSP godzinowe dane pomiarowe poprzez system WIRE. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh.

A.10.2.7. Dane godzinowe dla doby  $n$  są przekazywane przez OSD do OSP w trybie wstępnym od doby  $n+1$  do doby  $n+4$ .

A.10.2.8. Do 5 dnia po zakończeniu miesiąca  $m$ , OSD dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSD 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 OSD zgodnie z pkt A.10.2.5.

Dane pomiarowe są przekazywane przez OSD do OSP za miesiąc  $m$  od 1 do 5 dnia miesiąca  $m+1$ . W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych w 5 dniu miesiąca  $m+1$  poprzez wysłanie zapytania do OSD o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSD przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSD w trybie podstawowym  $m+1$ , OSP do rozliczeń przyjmuje dane, o których mowa w pkt A.10.2.7.

W trybie podstawowym  $m+1$  wszystkie dane pomiarowe przekazywane przez OSD do OSP, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.

A.10.2.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSD do OSP danych pomiarowych.

Okresem korygowania jest miesiąc  $m+2$  i  $m+4$  (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc  $m$  od 1 do 5 dnia miesiąca  $m+2$  i  $m+4$ . W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia miesiąca  $m+2$  i  $m+4$  poprzez wysłanie do OSD zapytania o dane godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSD przekazuje

dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego.

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

- A.10.2.10. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP wyłącznie przez OSP.

## **B. Zasady zawierania umów dystrybucji z URD**

- B.1. Umowa dystrybucji zawierana jest na wniosek URD<sub>o</sub>, URD<sub>w</sub> oraz URD<sub>ME</sub>:

- 1) przyłączonego do sieci OSD;
- 2) pobierającego energię elektryczną z Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSD.

Wzór wniosku jest przygotowany przez OSD i opublikowany na stronie internetowej OSD.

- B.2. OSD w terminie:

- a) do 7 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URD<sub>o</sub> w gospodarstwie domowym,
- b) 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy - dla URD<sub>o</sub> innych niż w gospodarstwie domowym zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej,
- c) do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla pozostałych URD<sub>o</sub>;

wysła:

- parafowaną umowę dystrybucji w formie papierowej na adres wskazany przez URD<sub>o</sub> we wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji, albo
- umowę dystrybucji w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany przez URD<sub>o</sub> we wniosku o świadczenie usług dystrybucji.

Podpisana jednostronnie przez URD<sub>o</sub> umowa dystrybucji, w treści wysłanej przez OSD i uzgodnionej przez OSD i URD<sub>o</sub>, winna zostać dostarczona do OSD nie później niż do dnia otrzymania przez OSD powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4., z zastrzeżeniem pkt B.9.

W przypadku, gdy Prosument, Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny zawrze umowę sprzedaży ze sprzedawcą, o którym mowa w art. 40 ust. 1a Ustawy OZE, OSD zawrze z tym prosumentem umowę dystrybucji lub dokona zmiany zawartej umowy dystrybucji w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia przez ww. prosumenta wniosku o zawarcie lub zmianę umowy dystrybucji.

- B.3. Umowa dystrybucji wchodzi w życie w dniu rozpoczęcia sprzedaży energii przez sprzedawcę, z którym URD<sub>o</sub> ma zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej lub w dniu rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej, w przypadku gdy umowa sprzedaży energii zawarta przez URD<sub>o</sub> ze sprzedawcą nie będzie mogła być realizowana.
- B.4. Zasady świadczenia usług dystrybucji przez OSD dla URD<sub>o</sub> posiadających zawarte umowy kompleksowe, określa się w umowie zawieranej pomiędzy OSD a sprzedawcą

oraz w IRiESD.

- B.5. W przypadku zawarcia przez URD<sub>o</sub> z wybranym sprzedawcą umowy kompleksowej, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi kompleksowej zgodnie z IRiESD-Bilansowanie, umowa ta w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji zastępuje dotychczasową umowę o świadczenie usług dystrybucji zawartą z OSD, której stroną był ten URD<sub>o</sub>. Dotychczasowa umowa o świadczenie usług dystrybucji ulega z tym dniem rozwiązaniu.

Zasady zgłaszania umów sprzedaży oraz umów kompleksowych, w tym terminy rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usługi kompleksowej określa rozdział F.

W przypadku rozdzielenia przez URD<sub>o</sub> umowy kompleksowej, bez zmiany sprzedawcy energii elektrycznej na oddzielne umowy: umowę sprzedaży i umowę dystrybucji, zawieranie umowy dystrybucji odbywa się przy zachowaniu postanowień pkt B.2. – B.6.

- B.6. W przypadku URD<sub>o</sub> przyłączanych do sieci dystrybucyjnej OSD albo pobierających energię elektryczną z Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci OSD lub zmiany URD<sub>o</sub> dla istniejącego PPE przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD albo pobierającego energię elektryczną z Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci OSD, zawieranie umowy dystrybucji odbywa się przy zachowaniu postanowień pkt B.2. – B.6.

- B.7. Dla URD<sub>o</sub> posiadającego umowę kompleksową chcącego zawrzeć umowę o świadczenie usług dystrybucji, dopuszcza się zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji poprzez złożenie przez upoważnionego sprzedawcę działającego w imieniu i na rzecz URD<sub>o</sub> wraz z powiadomieniem, o którym mowa w pkt D.2.4., oświadczenia o posiadaniu oświadczenia woli tego URD<sub>o</sub> (według wzoru zamieszczonego na stronie internetowej OSD) obejmującego zgodę URD<sub>o</sub> na zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z OSD, na warunkach wynikających z:

- a) wzoru umowy o świadczenie usług dystrybucji zamieszczonego na stronie internetowej OSD i stanowiącego integralną część wzoru oświadczenia,
- b) taryfy PGE Energetyka Kolejowa S.A. oraz IRiESD zamieszczonych na stronie internetowej OSD,
- 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 PGE Energetyka Kolejowa S.A. oraz wzorem umowy, o którym mowa powyżej w ppkt. a).

Pod warunkiem złożenia przez sprzedawcę oświadczenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym, zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy URD<sub>o</sub> i OSD następuje, bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń, z dniem rozpoczęcia realizacji umowy sprzedaży zgłoszonej zgodnie z pkt D.2. IRiESD.

W terminie 21 dni kalendarzowych od dnia jej zawarcia, OSD wysyła do URD<sub>o</sub> potwierdzenie treści zawartej umowy o świadczenie usług dystrybucji.

W przypadku, gdy oświadczenie, o którym mowa powyżej, dotyczy URD<sub>o</sub> 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<sub>o</sub> będącego konsumentem lub ww. osobą fizyczną, że ten URD<sub>o</sub> żąda rozpoczęcia świadczenia przez OSD usług dystrybucji energii elektrycznej przed upływem terminu 14 dni na odstąpienie od umowy

dystrybucyjnej zawartej na odległość albo poza lokalem OSD, liczonego od dnia jej zawarcia.

Oświadczenie złożone przez URD<sub>o</sub> zgodnie ze wzorem, o którym mowa powyżej, może być także złożone za pomocą środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość.

Na każde uzasadnione żądanie OSD sprzedawca jest zobowiązany do przedłożenia OSD oryginału oświadczenia URD<sub>o</sub> albo kopii tego oświadczenia notarialnie poświadczonej za zgodność z oryginałem albo kopii tego oświadczenia poświadczonej za zgodność z oryginałem przez pełnomocnika sprzedawcy, w terminie do 7 dni kalendarzowych od dnia 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 OSD i sprzedawcą.

OSD informuje sprzedawców posiadających zawarte GUD o zmianie wzoru oświadczenia wraz z odnośnikiem do miejsca jego opublikowania na stronie internetowej OSD, 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 OSD 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 OSD, a treścią oświadczenia przekazanego sprzedawcy, sprzedawca pozyskuje od URD oświadczenie o treści zgodnej ze wzorem przekazanym sprzedawcy przez OSD.

- B.8. Sprzedawca zawiera umowę kompleksową z URD<sub>o</sub> na podstawie wydanego przez OSD potwierdzenia możliwości świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej i określenia parametrów dostaw.
- B.9. Świadczenie usług dystrybucji dla URD<sub>w</sub> w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci OSD, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z OSD. Umowa o świadczenie usług dystrybucji z URD<sub>w</sub> jest zawierana na wniosek, o którym mowa w pkt B.1., po wskazaniu POB przez URD<sub>w</sub>.  
Wskazanie POB następuje zgodnie z zapisami rozdziału E.
- B.10. Umowa dystrybucji, w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci OSD z URD<sub>o</sub> wytwarzającymi energię w mikroinstalacji, z wyłączeniem prosumentów, jest zawierana po uprzednim zgłoszeniu mikroinstalacji lub realizacji umowy przyłączeniowej.
- B.11. W przypadku zawarcia przez URD<sub>o</sub> z OSD umowy dystrybucji, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi dystrybucji w ramach tej umowy, dotychczasowa umowa kompleksowa przestaje być realizowana przez OSD.
- B.12. Świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej odbywa się na podstawie wyłącznie jednej umowy, tj. umowy dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- B.13. OSD zamieszcza na swojej stronie internetowej wykaz informacji, które zgodnie z art.12. ust. 1 ustawy z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta (dz. U. z 2014r. poz. 827) winny być przekazane konsumentowi zamierzającemu zawrzeć umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD.
- B.14. W przypadku złożenia, zgodnie z pkt D.2.13., przez sprzedawcę i przyjęcia przez OSD oświadczenia o anulowaniu powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży, o którym mowa w pkt D.2.4., umowa dystrybucji, o której mowa:  
a) w pkt B.9. nie jest zawierana,

- b) w pkt B.2. nie ulega rozwiązaniu i nie jest realizowana przez OSD do dnia rozpoczęcia sprzedaży przez sprzedawcę zgodnie z rozdziałem D IRiESD - Bilansowanie.

B.15. Świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci OSD z URDo wytwarzającymi energię w mikroinstalacji, odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji, z wyłączeniem Prosumentów posiadających umowy kompleksowe, korzystających z mechanizmu określonego w art. 4 ust. 1 albo 1a Ustawy OZE.

W przypadku, gdy URDo, posiadający mikroinstalację, nie poinformuje OSD, w sposób określony w pkt II.1.2. (wniosek dla mikroinstalacji) albo w pkt II.1.21. (zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji), o zamiarze sprzedaży energii elektrycznej sprzedawcy wybranemu lub sprzedawcy zobowiązanemu wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej OSD, wówczas taki URDo jest traktowany jako podmiot korzystający z mechanizmu określonego w art. 4 ust. 1 albo 1a Ustawy OZE.

## C. Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych

### C.1. Wyznaczanie oraz przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo rozliczeniowych

C.1.1. OSD na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania Operatora Pomiarów w rozumieniu WDB, w zakresie pozyskiwania danych pomiarowych z FPP. OSD może zlecić realizację niektórych funkcji Operatora Pomiarów innemu podmiotowi.

Część zadań Operatora Pomiarów w zakresie współpracy z OSP, OSD zleca w umowie, o której mowa w pkt A.6.

C.1.2. Administrowanie przez OSD danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń m.in. na Rynku Bilansującym, Rynku Detalicznym, rynku mocy, usług dystrybucyjnych oraz innych potrzeb i obejmuje następujące zadania:

- a) eksploatację i rozwój LSPR, służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,
- b) akwizycję danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej OSD,
- c) wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych miejscach dostarczania energii elektrycznej,
- d) dla obszarów nie objętych umową przesyłową przekazywanie do OSP poprzez OP-OSDp, OSDp (do których OSD posiada przyłączone miejsca dostarczania), POB, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych, na podstawie umowy zawartej z OSDp,
- e) dla obszarów objętych umową przesyłową udostępnianie OSP, sąsiednim OSDp, POB, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
- f) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w lit. d) oraz w lit. e), dotyczących nieudostępnionych danych pomiarowych lub przyporządkowanych tym podmiotom im ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.



- C.1.3. OSD pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez LSPR. OSD pozyskuje te dane w postaci:
- ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD lub wprowadzonej do tej sieci przez URD, wyznaczone na podstawie profilu energii elektrycznej pochodzącego z licznika zdalnego odczytu;
  - okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii.
- OSD pozyskuje dane pomiarowe, o których mowa:
- w lit. a) - nie rzadziej niż 1 raz na dobę,
  - w lit. b) - nie rzadziej niż 1 raz na dobę w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy OSD a URD albo umów kompleksowych zawartych pomiędzy sprzedawcą a URD. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez OSD harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i jest określany w umowach dystrybucyjnych albo w umowach kompleksowych.
- C.1.4. OSD wyznacza rzeczywiste ilości energii, o których mowa w pkt C.1.2. lit. c), C.1.2. lit. d) i C.1.2. lit. e), w podziale na energię pobraną z sieci dystrybucyjnej OSD lub wprowadzoną do tej sieci.
- C.1.5. OSD wyznacza ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD lub wprowadzonej do tej sieci na podstawie :
- danych pomiarowych pozyskanych z punktów pomiarowych lub
  - 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
  - zastępczych danych pomiarowych, w przypadku nowo przyłączanych URD, do czasu pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych, lub
  - standardowych profili zużycia, o których mowa w rozdziale G., ilości energii elektrycznej wyznaczonej w sposób określony w lit. a), b) lub c) oraz algorytmów agregacji dla tych PPE, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.
- C.1.6. Do określenia ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD 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 OSD danych pomiarowych, OSD wyznacza dane pomiarowe zgodnie z pkt C.1.7.
- C.1.7. OSD wyznacza zastępcze dane pomiarowe:
- dla punktu pomiarowego, w którym jest zainstalowany licznik zdalnego odczytu, z uwzględnieniem:
    - rzeczywistych danych pomiarowych pochodzących z innych układów pomiarowo-rozliczeniowych lub elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego z tego samego okresu, lub
    - 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.

OSD 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 OSD rzeczywistych odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z przyczyn niezależnych od OSD, OSD 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 i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez OSD dla podmiotów posiadających zawarte umowy dystrybucji na zasadach i w terminach określonych w tych umowach oraz niniejszej IRiESD.

Sposób udostępniania danych pomiarowych sprzedawcom określają umowy, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7. IRiESD-Bilansowanie.

C.1.10. Na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, OSD wyznacza i udostępnia 15 minutowe dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe dla:

- a) OP-OSDp jako zagregowane dane na poszczególnych POB, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w umowie, o której mowa w pkt A.6.,
- b) POB jako zagregowane MB rynku bilansującego i MDD bilansowanych sprzedawców oraz dane bilansowanych URD<sub>W</sub> i URD<sub>ME</sub>,
- c) OSP jako zagregowane MB rynku bilansującego, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w WDB dla obszarów objętych umową przesyłową udostępnianie OSP,

d) sprzedawców jako zagregowane MDD,

C.1.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego, OSD udostępnia z dokładnością do 1kWh następujące dane pomiarowe:

a) sprzedawcom:

1. o zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców w okresie rozliczeniowym usług dystrybucyjnych oraz w każdym przypadku wpływającym na rozliczenie usługi dystrybucji pomiędzy sprzedawcą a URD, w szczególności w przypadku zmiany taryfy OSD, zmiany grupy taryfowej, wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego, urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego, zmiany odbiorcy przyjętej przez OSD, także w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej z wyłączeniem przypadku zmiany taryfy OSD, umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD – przekazywane do piątego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucyjnych,
2. za zgodą URD będącego osobą fizyczną, dane pomiarowe URD po ich pozyskaniu przez OSD zgodnie z pkt C.1.3.a);
3. oddzielnie w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej lub urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego dane o ilości energii wprowadzonej i pobranej z sieci przez URD posiadającego mikroinstalację, a także odbiorców pobierających energię elektryczną z Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSD oraz zwracających energię elektryczną do Elektrycznej trakcji kolejowej w następstwie hamowania pojazdu kolejowego.

Sposób przekazywania danych określa GUD, zawarta pomiędzy Sprzedawcą i OSD,

b) URD:

1. o zużyciu w PPE za okres rozliczeniowy lub umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, przekazywane wraz z fakturą za usługi dystrybucyjne,
2. 15 minutowe URD – na zlecenie URD, na zasadach i warunkach określonych w umowie dystrybucyjnej lub odrębnej umowie zawartej pomiędzy URD, a OSD.

C.1.12. OSD udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe na zasadach określonych w GUD oraz niniejszej IRiESD. OSD udostępnia również wstępne dane pomiarowe (tylko w przypadku ich pozyskiwania przez OSD). Udostępnianie wstępnych danych pomiarowych odbywa się na zasadach określonych w GUD lub GUD-k. Wstępne dane pomiarowe nie są podstawą do rozliczeń.

C.1.13. Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń:

1. Rynku Bilansującego, korygowane są w przypadku:
  - a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
  - b) korekty danych składowych,
  - c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych i zgłaszane:
    - i. dla obszarów nie objętych umową przesyłową z OSP, OP-OSDp zgodnie z instrukcją ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OP-OSDp,
    - ii. dla obszarów objętych umową przesyłową z OSP, są w najbliższym cyklu korekty rozliczeń na Rynku Bilansującym. W przypadku korekty danych

pomiarowych, OSD przekazuje skorygowane dane także do podmiotów wymienionych w pkt C.1.10. b) i d).

W przypadku korekty danych pomiarowych, OSD przekazuje sprzedawcy skorygowane dane.

OSD dokonuje korekty za cały okres, w którym występowały błędy odczytu lub wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego albo inne nieprawidłowości.

C.1.14. URD, sprzedawcy, OSDn oraz POB mają prawo wystąpić do OSD z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w rozdziale H. niniejszej IRiESD-Bilansowanie.

C.1.15. Dla wyznaczenia ilości energii elektrycznej na potrzeby pobierania opłaty mocowej od Odbiorców rozliczanych w grupie taryfowej Bt21 stosuje się metodę określoną w Załączniku nr 4 do IRiESD.

C.1.16. OSD wyznacza energię rzeczywistą w Miejscach Bilansowania typu MBOSD oraz MBZW na podstawie zapisów WDB oraz umowy przesyłowej zawartej z OSP oraz odpowiednio umowy zawartej pomiędzy parą OSDp.

C.1.17. Wymiana informacji pomiarowych pomiędzy OSD, a sprzedawcą odbywa się z wykorzystaniem kodu PPE.

C.1.18. OSD w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę, udostępnia sprzedawcy wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego URD na dzień rozpoczęcia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę.

OSD w terminie 14 dni od dnia zakończenia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę, udostępnia sprzedawcy wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego URD na dzień zakończenia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę oraz dane dotyczące ilości zużytej energii elektrycznej URD w okresie od zakończenia ostatniego okresu rozliczeniowego do dnia zakończenia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę.

C.1.19. OSD wraz z fakturą za świadczone usługi dystrybucji 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.1.20. OSD po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucji URD, przedstawia sprzedawcy świadczącemu usługę kompleksową 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.1.21. Na potrzeby rozliczeń pomiędzy sprzedawcą a Prosumentem lub Prosumentem zbiorowym, OSD udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe obejmujące 15 minutowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD, odpowiednio przez Prosumenta lub Prosumenta zbiorowego, przed sumarycznym bilansowaniem i po sumarycznym bilansowaniu ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z tej sieci dystrybucyjnej, zarejestrowanej uprzednio przez LZO na wszystkich fazach instalacji elektrycznej, dokonywanym w SPR.

C.1.22. W przypadku, gdy układ pomiarowo-rozliczeniowy w PPE Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego nie umożliwia ustalenia 15 minutowej ilości pobranej energii elektrycznej, to OSD ustala 15 minutowy pobór energii elektrycznej z uwzględnieniem standardowego profilu zużycia, o którym mowa w rozdziale G.

C.1.23. Na potrzeby rozliczeń pomiędzy sprzedawcą, a spółdzielnią energetyczną lub jej członkami, OSD udostępnia sprzedawcy 15 minutowe dane pomiarowe obejmujące ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej OSD i z tej sieci pobranej, przez wszystkich wytwórców i odbiorców będących członkami spółdzielni energetycznej przed i po sumarycznym jej bilansowaniu z wszystkich faz, wyznaczone w systemie informatycznym OSD.

C.1.24. Dane pomiarowe, o których mowa w pkt C.1.22., są rejestrowane przez LZO. LZO rejestrują odrębnie ilość energii elektrycznej poszczególnych wytwórców lub odbiorców będących członkami spółdzielni energetycznej:

- 1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej OSD – stanowiącej sumę energii elektrycznej wprowadzonej do tej sieci z wszystkich faz;
- 2) pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD – stanowiącej sumę energii elektrycznej pobranej z tej sieci z wszystkich faz.

## C.2. **Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania informacji przez OSD dotyczących liczników zdalnego odczytu wykorzystywanych jako przedpłatowe układy pomiarowo-rozliczeniowe dla sprzedawców, którzy świadczą usługę kompleksową URDo**

C.2.1. Wymiana informacji między OSD, sprzedawcami i URDo dotycząca liczników zdalnego odczytu wykorzystywanych jako przedpłatowe układy pomiarowo-rozliczeniowe odbywa się poprzez dedykowany system informatyczny OSD, zgodnie z dokumentem „Standardy wymiany informacji liczników zdalnego odczytu wykorzystywanych jako przedpłatowe układy pomiarowo-rozliczeniowe” (SLPP), opublikowanym na stronie internetowej OSD.

O publikacji SLPP lub jego zmianie OSD informuje sprzedawców, posiadających podpisaną GUD-K, na min. 90 dni kalendarzowych przed ich wejściem w życie oraz publikuje je na swojej stronie internetowej, o ile zmiany te wynikają z potrzeb OSD. W przypadku, gdy zmiany SLPP wynikają ze zmian przepisów prawa, OSD informuje sprzedawców, posiadających podpisaną GUD-K, o terminie wejścia w życie zmian SLPP, które wynikają z tych zmian prawnych.

C.2.2. System informatyczny OSD, o którym mowa w pkt C.2.1., będzie funkcjonował od momentu uruchomienia funkcjonalności opisanych w dokumencie SLPP.

O uruchomieniu lub zmianie systemu zgodnego z SLPP, OSD poinformuje sprzedawców

posiadających zawartą GUD-K, z co najmniej 180 dniowym wyprzedzeniem.

## **D. Procedury zmiany sprzedawcy oraz zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców**

### **D.1. Wymagania ogólne**

D.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej zawarta w niniejszym rozdziale, dotyczy URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, nieobjętych rozszerzonym obszarem Rynku Bilansującego.

D.1.2. W dniu złożenia powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4. URD powinien mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z OSD albo umowę kompleksową z nowym sprzedawcą, z zastrzeżeniem pkt B.9.

D.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe oraz urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego URD chcących skorzystać z prawa wyboru Sprzedawcy muszą spełniać postanowienia IRiESD na dzień złożenia powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4., z uwzględnieniem możliwości uzupełnienia braków formalnych w terminach, o których mowa w pkt D.2.8. i D.2.9.

Układy pomiarowo-rozliczeniowe stanowiące własność OSD dostosowywane są do wymagań wskazanych w IRiESD nie później niż na dzień zmiany sprzedawcy. Dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych URD do wymagań określonych w IRiESD i rozporządzeniu pomiarowym nie dotyczy rozdzielania umowy kompleksowej.

D.1.4. Przy każdej zmianie sprzedawcy przez URD dokonywany jest przez OSD odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego lub urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego lub urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego na dzień zmiany sprzedawcy, dokonywane jest na podstawie odczytu wykonanego maksymalnie z pięciodniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem.

Dla URD przyłączonych do sieci OSD na niskim napięciu, OSD może w uzasadnionych przypadkach ustalić wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy lub rozdzielania umowy kompleksowej również na podstawie:

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

D.1.5. Zmiana sprzedawcy tj. przyjęcie do realizacji przez OSD nowej umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej pomiędzy URD a sprzedawcą, dokonywana jest zgodnie z procedurą opisaną w pkt D.2.

D.1.6. URD może mieć dla jednego PPE zawartą dowolną ilość umów sprzedaży energii elektrycznej. W umowie o świadczenie usług dystrybucji URD wskazuje jednak tylko jednego ze swoich sprzedawców. Powiadomienia, o których mowa w pkt F.1.1. Energia

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 134 z 266

elektryczna zmierzona w PPE URD będzie wykazywana na MB POB wskazanego w GUD przez tego sprzedawcę.

- D.1.7. Sprzedawca nie później niż na 21 oraz nie wcześniej niż na 90 dni kalendarzowych przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej, informuje OSD o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży lub rezerwowej umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej lub rezerwowej umowy kompleksowej.

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

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

- D.1.9. Zmiana Sprzedawcy nie może powodować pogorszenia technicznych warunków świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej.

- D.1.10. W przypadku zmiany sprzedawcy dla miejsc dostarczania będących pojazdami trakcyjnymi, rozliczenia odbywają się na podstawie urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego spełniających wymagania określone w Załączniku nr 2.

- D.1.11. W przypadku zmiany sprzedawcy dla miejsc dostarczania będących pojazdami trakcyjnymi, zawierane są umowy na świadczenie usług dystrybucji w oparciu o grupy taryfowe uwzględniające rozliczenia na podstawie urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego.

## **D.2. Procedura zmiany sprzedawcy przez odbiorcę**

- D.2.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez URD jest spełnienie wymagań określonych w pkt D.1. oraz zawarcie:

- a) umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy OSD a URD – w przypadku zawarcia przez URD umowy sprzedaży, albo
- b) umowy kompleksowej pomiędzy sprzedawcą a URD.

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

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

- D.2.3. URD lub upoważniony przez URD nowy Sprzedawca wypowiada umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową zawartą z dotychczasowym sprzedawcą energii elektrycznej.

- D.2.4. Nowy sprzedawca w imieniu własnym oraz URD powiadamia OSD o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej, nie późniejszym niż 90 dni kalendarzowych od dnia złożenia powiadomienia. Powiadomienie składa się pisemnie lub poprzez przesłanie dokumentu podpisanego kwalifikowanym podpisem elektronicznym na adresy e-mail wskazanych w Umowach GUD lub GUD-K do momentu uruchomienia dedykowanego systemu informatycznego OSD nie później niż na 21 dni kalendarzowych przed planowanym terminem wejścia w życie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.

W przypadku zawarcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z konsumentem, lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 7aa ustawy o prawach konsumenta tj.

zawierającą umowę sprzedaży lub 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 terminu 14 dni na odstąpienie od umów.

Dodatkowo URD może dokonać powiadomienia OSD o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, poprzez złożenie wniosku (wzór wniosku powiadomienia jest publikowany na stronie internetowej OSD).

Sprzedawca nie może dokonać powiadomienia OSD o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, w przypadku, gdy umowy te zostały zawarte poza lokalem przedsiębiorstwa z URD w gospodarstwie domowym.

- D.2.5. Sprzedawca zobowiązany jest uzyskać pełnomocnictwo URD na dokonanie powiadomienia OSD, o którym mowa w pkt D.2.4., w imieniu URD oraz złożyć OSD oświadczenie o fakcie posiadania tego pełnomocnictwa.
- D.2.6. OSD w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4., dokonuje jego weryfikacji oraz informuje podmiot który przedłożył powiadomienie o wyniku weryfikacji.
- D.2.7. Jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt D.2.4. zawiera braki formalne lub błędy, OSD informuje o tym sprzedawcę, który przedłożył powiadomienie w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania tego powiadomienia, wykazując wszystkie braki i informując o konieczności ich uzupełnienia. OSD pisemnie lub poprzez przesłanie dokumentu podpisanego kwalifikowanym podpisem elektronicznym na adresy e-mail wskazanych w Umowach GUD lub GUD-K do momentu uruchomienia dedykowanego systemu informatycznego OSD, w terminie nie przekraczającym ostatniego dnia przekazuje do nowego sprzedawcy informację o pozytywnym lub negatywnym wyniku przeprowadzonej weryfikacji.
- D.2.8. Jeżeli braki formalne lub błędy, o których mowa w pkt D.2.7. nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, OSD dokonuje negatywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4., informując o tym sprzedawcę, który przedłożył powiadomienie.
- D.2.9. Zmiana sprzedawcy i rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej lub usługi kompleksowej przez nowego sprzedawcę następuje nie później niż w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia dokonania powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4. pod warunkiem jego pozytywnej weryfikacji przez OSD, chyba, że w powiadomieniu określony został termin późniejszy, z zastrzeżeniem terminów o których mowa w pkt D.2.4.
- D.2.10. Zmiana sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego Sprzedawcę. Informacja od dotychczasowego Sprzedawcy o braku możliwości rozwiązania umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej nie wstrzymuje procesu zmiany Sprzedawcy.
- D.2.11. W przypadku otrzymania przez OSD, dla tego samego PPE, więcej niż jednego powiadomienia do realizacji umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej od tego samego lub różnych sprzedawców na ten sam termin rozpoczęcia sprzedaży lub świadczenia usługi kompleksowej, OSD przyjmie do realizacji umowę sprzedaży lub umowę kompleksową którą otrzymał jako pierwszą, z zachowaniem terminów o których mowa w pkt D.2.4.



D.2.12. Sprzedawca, który dokonał powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4., może w terminie do 5 dni kalendarzowych przed planowanym terminem rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej, złożyć w imieniu swoim i URD oświadczenie o anulowaniu tego powiadomienia i cofnięciu wszystkich oświadczeń złożonych przez niego w imieniu URD w ramach zmiany sprzedawcy. Dokonanie przez sprzedawcę powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4., jest równoznaczne z dysponowaniem przez niego pełnomocnictwem do złożenia oświadczenia o anulowaniu tego powiadomienia i cofnięciu wszystkich oświadczeń złożonych przez niego w imieniu URD w ramach zmiany sprzedawcy. W takim przypadku OSD nie przyjmuje do realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej objętej tym powiadomieniem.

Złożenie oświadczenia o anulowaniu tego powiadomienia po wskazanym terminie będzie nieskuteczne wobec OSD.

Sprzedawca, informuje URD - w imieniu którego złożył oświadczenie o anulowaniu tego powiadomienia i cofnięciu wszystkich oświadczeń złożonych przez niego w imieniu URD w ramach procesu zmiany sprzedawcy - o anulowaniu powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4.

D.2.13. W przypadku anulowania przez sprzedawcę powiadomienia zgodnie z pkt D.2.4.:

1) dla URD będącego odbiorcą w gospodarstwie domowym, który posiada zawartą umowę kompleksową z dotychczasowym sprzedawcą będącym sprzedawcą z urzędu, OSD będzie realizował tę umowę kompleksową.

W takim przypadku pkt D.1.7. nie stosuje się;

2) dla URD będącego odbiorcą w gospodarstwie domowym posiadającego zawartą umowę kompleksową z dotychczasowym sprzedawcą innym niż sprzedawca z urzędu, OSD będzie kontynuował dotychczasową umowę kompleksową, a jeżeli sprzedawca poinformował OSD o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy kompleksowej zgodnie z pkt D.1.7. - zawrze, zgodnie z pkt A.7. rezerwową umowę kompleksową ze sprzedawcą rezerwowym lub umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu;

3) dla URD, który posiada zawartą rezerwową umowę kompleksową z dotychczasowym sprzedawcą, OSD będzie kontynuował rezerwową umowę kompleksową, a jeżeli sprzedawca poinformował OSD o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia rezerwowej umowy kompleksowej zgodnie z pkt D.1.7. - zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej;

4) dla URD nie będącego odbiorcą w gospodarstwie domowym, który posiada zawartą umowę kompleksową z dotychczasowym sprzedawcą, OSD będzie kontynuował dotychczasową umowę kompleksową, a jeżeli sprzedawca poinformował OSD o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy kompleksowej zgodnie z pkt D.1.7. - zawrze zgodnie z pkt A.7. rezerwową umowę kompleksową ze sprzedawcą rezerwowym lub umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu;

5) dla URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży z dotychczasowym sprzedawcą, OSD będzie kontynuował dotychczasową umowę sprzedaży, a jeżeli sprzedawca poinformował o rozwiązaniu lub wygaśnięciu umowy sprzedaży zgodnie z pkt D.1.7. - zawrze zgodnie z pkt A.8. umowę sprzedaży rezerwowej ze sprzedawcą rezerwowym lub umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu;

6) dla URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży rezerwowej z dotychczasowym sprzedawcą, OSD będzie kontynuował umowę sprzedaży rezerwowej, a jeżeli sprzedawca poinformował o rozwiązaniu lub wygaśnięciu umowy sprzedaży

rezerwowej zgodnie z pkt D.1.7. - zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej;

- 7) dla URD w nowoprzyłączonym PPE lub nowego URD w istniejącym PPE, OSD nie świadczy usługi dystrybucji.

### **D.3. Zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców**

D.3.1. OSD udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD lub pobieranie energii elektrycznej z Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSD na temat świadczonych usług dystrybucji oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.

D.3.2. Informacje ogólne udostępnione są przez OSD:

- a) na stronie internetowej OSD [www.pgeenergetykakolejowa.pl](http://www.pgeenergetykakolejowa.pl),
- a) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronie internetowej OSD [www.pgeenergetykakolejowa.pl](http://www.pgeenergetykakolejowa.pl),
- b) w punktach obsługi klienta wskazanych na stronie internetowej OSD.

D.3.3. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone następującymi drogami:

- b) osobiście w punktach obsługi klienta wskazanych na stronie internetowej OSD [www.pgeenergetykakolejowa.pl](http://www.pgeenergetykakolejowa.pl),
- c) listownie na adres OSD,
- d) pocztą elektroniczną,
- e) z pośrednictwem strony internetowej OSD,
- f) telefonicznie.

Adresy email, numery telefonów, o których mowa powyżej, zamieszczone są na stronie internetowej OSD [www.pgeenergetykakolejowa.pl](http://www.pgeenergetykakolejowa.pl).

OSD udziela odbiorcy odpowiedzi dotyczących informacji szczegółowych taką drogą jaką zostało złożone zapytanie, chyba że odbiorca wskaże inną drogę udzielenia odpowiedzi.

D.3.4. OSD informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:

- a) uwarunkowaniach formalno-prawnych,
- b) ogólnych zasadach funkcjonowania rynku bilansującego,
- c) procedurze zmiany sprzedawcy,
- d) wymaganych umowach,
- e) prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,
- f) procedurach powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz weryfikacji powiadomień,
- g) zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- h) warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.

D.3.5. Adresy pocztowe, adresy e-mail oraz numery telefonu niezbędne do kontaktu z OSD zamieszczone są na stronie internetowej OSD oraz na fakturach wystawianych przez OSD.

D.3.6. OSD oraz Sprzedawcy umieszczają kod PPE na wystawionych przez siebie fakturach dla

URD z tytułu sprzedaży energii elektrycznej, świadczonych usług dystrybucji lub świadczonej usługi kompleksowej.

- D.3.7. Na wniosek URD, OSD przedstawia aktualną listę sprzedawców, o której mowa w pkt A.3.7. lit. a) lub b).

## **E. Zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego**

- E.1. Procedura ustanawiania i zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) przebiega zgodnie z zapisami IRiESD-Bilansowanie OSD, IRiESD-Bilansowanie OP-OSDp oraz WDB.

POB jest ustanawiany przez:

- a) sprzedawcę, który zamierza sprzedawać energię elektryczną URD typu odbiorca (URD<sub>o</sub>), przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej OSD,
- b) URD typu wytwórca (URD<sub>w</sub>), przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD,
- c) URD<sub>ME</sub> przyłączonego do sieci OSD.

W przypadku URD<sub>o</sub> przyłączonego do sieci OSD, POB jest wskazywany przez sprzedawcę, który zawarł z tym URD<sub>o</sub> umowę sprzedaży albo umowę kompleksową.

- E.2. Proces ustanawiania i zmiany POB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe sprzedawcy, URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub>, jest realizowany według następującej procedury:

- 1) sprzedawca, URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub> powiadamia OSD, na formularzu zgodnym ze wzorem zawartym na stronie internetowej OSD lub w umowie dystrybucji, o ustanowieniu POB lub planowanym przejęciu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe tego sprzedawcy, URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub> przez nowego POB; formularz ten powinien zostać podpisany zarówno przez nowego POB jak i sprzedawcę, URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub>;
- 2) OSD dokonuje weryfikacji poprawności wypełnienia powiadomienia w ciągu 10 dni po jego otrzymaniu, pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami dystrybucyjnymi, w tym również zawartymi umowami przez sprzedawcę i nowego POB z OP-OSDp;
- 3) OSD, w przypadku pozytywnej weryfikacji:
  - a) niezwłocznie informuje dotychczasowego POB o dacie, w której przestaje pełnić funkcję POB oraz dokonuje aktualizacji stosownych postanowień umowy dystrybucji z tym POB – w przypadku zmiany POB,
  - b) niezwłocznie informuje sprzedawcę, URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub> oraz nowego POB o dacie, w której następuje ustanowienie lub zmiana POB,
  - c) przyporządkowuje w swoich systemach informatycznych obsługi rynku energii PPE URD<sub>o</sub> posiadających umowę sprzedaży lub umowę kompleksową ze sprzedawcą lub miejsca dostarczania URD<sub>w</sub> oraz URD<sub>ME</sub> do MB nowego POB;
- 4) OSD, w przypadku negatywnej weryfikacji zgłoszenia, o którym mowa w ppkt. 1), niezwłocznie informuje nowego POB oraz sprzedawcę, URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub> o przyczynach negatywnej weryfikacji.

Powiadomienia, o którym mowa w ppkt 1) może dokonać również nowy POB upoważniony przez sprzedawcę, URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub>. Powiadomienie to może być wykonane również w formie elektronicznej poprzez dedykowany adres email lub

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 139 z 266

dedykowany system informatyczny OSD, o ile umożliwi on dokonywanie takich powiadomień.

E.3. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje:

i. dla obszarów nie objętych umową przesyłową z OSP:

z pierwszym dniem kolejnej dekady miesiąca, następującej po dacie pozytywnej weryfikacji zgłoszenia wykonane przez OSD do OP-OSDp, jednak nie wcześniej niż po 20 dniach kalendarzowych od powyższej daty, z zastrzeżeniem pkt E.5.

Powyższe terminy nie dotyczą przypadku utraty POB przez sprzedawcę URD<sub>W</sub> lub URD<sub>ME</sub> w związku z zaprzestaniem lub zawieszeniem działalności przez dotychczasowego POB na rynku bilansującym, jeżeli sprzedawca URD<sub>W</sub> lub URD<sub>ME</sub> przekaze OSD powiadomienie, o którym mowa w pkt E.2. ppkt.1), przed terminem zaprzestania lub zawieszenia działalności na rynku bilansującym przez dotychczasowego POB. W takim przypadku zmiana POB następuje po dokonaniu przez OSD pozytywnej weryfikacji otrzymanego powiadomienia pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami, w terminie zaprzestania lub zawieszenia działalności przez dotychczasowego POB na rynku bilansującym.

Po pozytywnej weryfikacji przez OSD, w terminie 10 dni od dnia otrzymania zgłoszenia zmiany POB od sprzedawcy, o którym mowa w pkt E.2. ppkt.2), OSD dokonuje zgłoszenia do OP-OSDp o dokonanie zmiany POB dla sprzedawcy. OP-OSDp dokonuje weryfikacji zgłoszonego powiadomienia przez OSD.

ii. dla obszarów objętych umową przesyłową z OSP:

z pierwszym dniem kolejnej dekady miesiąca, następującej po dacie pozytywnej weryfikacji zgłoszenia o której mowa w pkt E.2. ppkt.2), jednak nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od powyższej daty, z zastrzeżeniem pkt E.5.

Powyższe terminy nie dotyczą przypadku utraty POB przez sprzedawcę lub URD<sub>W</sub> w związku z zaprzestaniem lub zawieszeniem działalności przez dotychczasowego POB na rynku bilansującym, jeżeli sprzedawca lub URD<sub>W</sub> przekaze OSD powiadomienie, o którym mowa w pkt E.2. ppkt.1). przed terminem zaprzestania lub zawieszenia działalności na rynku bilansującym przez dotychczasowego POB. W takim przypadku zmiana POB następuje po dokonaniu przez OSD pozytywnej weryfikacji otrzymanego powiadomienia pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami, w terminie zaprzestania lub zawieszenia działalności przez dotychczasowego POB na rynku bilansującym.

E.4. Z dniem zmiany POB:

i. dla obszarów nie objętych umową przesyłową z OSP:

OSD i OP-OSDp przeprowadza zmiany w konfiguracji i strukturze obiektowej i podmiotowej rynku detalicznego, które obejmują POB przekazującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe (dotychczasowy POB) i POB przejmującego tą odpowiedzialność (nowy POB), z uwzględnieniem że:

- 1) każdy PPE danego URD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MDD;
- 2) każdy MDD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MB;
- 3) URD<sub>W</sub> lub URD<sub>ME</sub> mogą być bilansowani handlowo tylko w MB<sub>W</sub>;
- 4) URD<sub>O</sub> mogą być bilansowani handlowo tylko w MB<sub>O</sub>.

ii. dla obszarów objętych umową przesyłową z OSP:

OSD przeprowadza zmiany w konfiguracji i strukturze obiektowej i podmiotowej

rynku detalicznego, które obejmują POB przekazującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe (dotychczasowy POB) i POB przejmującego tą odpowiedzialność (nowy POB), z uwzględnieniem że:

- 1) każdy PPE danego URD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MDD,
- 2) każdy MDD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MB,
- 3) URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub> mogą być bilansowani handlowo tylko w MB<sub>w</sub>,
- 4) URD<sub>o</sub> mogą być bilansowani handlowo tylko w MB<sub>o</sub>.

- E.5. Jeżeli OSD otrzyma powiadomienie, o którym mowa w pkt E.2. ppkt.1), od sprzedawcy lub URD<sub>w</sub> przed datą nadania i uaktywnienia na rynku bilansującym, zgodnie z zasadami określonymi w WDB, MB nowego POB w sieci dystrybucyjnej OSD, wówczas weryfikacja powiadomienia o zmianie POB jest negatywna.
- E.6. Z zastrzeżeniem pkt E.2. – E.4., w przypadku, gdy POB wskazany przez sprzedawcę, URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub> jako odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, zaprzestanie niezależnie od przyczyny działalności na rynku bilansującym, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB na nowego POB wskazanego przez sprzedawcę rezerwowego lub sprzedawcę z urzędu dla URD<sub>o</sub> lub na OSD w przypadku utraty POB przez URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub>.
- E.7. Jeżeli URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub> utraci wskazany przez siebie podmiot odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, wówczas URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub>, w porozumieniu z OSD, winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej OSD, a OSD ma prawo do wyłączenia tego URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub>, bez ponoszenia przez OSD odpowiedzialności z tego tytułu. Sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania w okresie poprzedzającym zaprzestanie wprowadzenia energii do sieci dystrybucyjnej, określone są w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD a URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub>.
- E.8. OSD niezwłocznie po uzyskaniu od OSP dla obszarów objętych umową przesyłową z OSP lub OP-OSDp dla obszarów nie objętych umową przesyłową z OSP informacji o planowanym zaprzestaniu działalności na rynku bilansującym przez POB, powiadamia sprzedawcę, URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub> którzy wskazali tego POB jako odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe, o braku możliwości bilansowania handlowego przez wskazanego POB. W takim przypadku sprzedawca, URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub> jest zobowiązany do zmiany POB. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego POB, z zachowaniem postanowień niniejszego rozdziału E.
- E.9. POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy, URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub> jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania OSD i sprzedawcy, URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub> który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.
- E.10. Powiadomienie OSD o zakończeniu prowadzenia przez POB bilansowania handlowego sprzedawcą, URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub> albo o rozwiązaniu umowy o świadczenie usług bilansowania handlowego zawartej pomiędzy POB a sprzedawcą albo pomiędzy POB a URD<sub>w</sub> albo między POB a URD<sub>ME</sub> powinno nastąpić niezwłocznie po uzyskaniu takich informacji przez ww. podmioty, jednak nie później niż 15 dni kalendarzowych przed zakończeniem przez POB bilansowania handlowego sprzedawcy, URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub>.
- W przypadku niedotrzymania powyższego terminu, POB będzie prowadził bilansowanie handlowe sprzedawcy, URD<sub>w</sub> lub URD<sub>ME</sub> do 15 dnia kalendarzowego od uzyskania tej informacji przez OSD, chyba, że w terminie wcześniejszym nastąpi zmiana POB zgodnie z procedurą określoną w pkt E.2. – E.4..

## **F. Procedura powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz umowach kompleksowych**

### **F.1. Ogólne zasady powiadamiania**

F.1.1. Sprzedawca, jako jedna ze stron umowy sprzedaży, zgłasza do OSD w formie powiadomienia, w imieniu własnym i URD informacje o zawartej umowie sprzedaży lub umowie kompleksowej zgodnie z pkt D.2.

OSD przyjmuje powyższe powiadomienia o zawartych umowach sprzedaży lub umowie kompleksowej poprzez dedykowany system informatyczny OSD umożliwiający wymianę informacji, danych i dokumentów.

F.1.2. Powiadomienia, do czasu uruchomienia przez OSD odpowiednich systemów informatycznych, dokonywane są w formie pisemnej na formularzu określonym przez OSD lub poprzez przesłanie dokumentu podpisanego kwalifikowanym podpisem elektronicznym na adresy e-mail wymienionych w Umowach GUD lub GUD-K do momentu uruchomienia dedykowanego systemu informatycznego OSD

F.1.3. Zawartość formularza powiadomienia o którym mowa w pkt F.1.2. określa formularz zamieszczony na stronie internetowej [www.pgeenergetykakolejowa.pl](http://www.pgeenergetykakolejowa.pl) do momentu uruchomienia dedykowanego systemu informatycznego OSD.

F.1.4. Proces zmiany sprzedawcy, o którym mowa w rozdziale D, rozpoczyna się od momentu zakończenia przyjmowania przez OSD powiadomień, o których mowa w pkt F.1.1.

F.1.5. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do informowania OSD o zmianach dokonanych w ww. umowie sprzedaży energii elektrycznej, w zakresie danych mających wpływ na realizację tej umowy przez OSD z co najmniej 7- dniowym wyprzedzeniem.

F.1.6. Dla umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych dotyczących nowego PPE lub nowego URD w danym PPE, sprzedawca zgłasza je do OSD za pośrednictwem powiadomienia o którym mowa w pkt F.1.1. Weryfikacja powiadomienia następuje w okresie 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia przez OSD z uwzględnieniem możliwości korekty błędów i uzupełnienia braków formalnych w terminach, o których mowa w pkt D.2.8. i D.2.9. W tym czasie OSD informuje sprzedawcę o wyniku weryfikacji. W przypadku weryfikacji pozytywnej następuje:

- a) zabudowa układu pomiarowego lub podanie napięcia PPE dla zasilanych z sieci OSD;
- b) odbiór dokonany przez OSD w zakresie spełnienia wymagań odnośnie pobierania energii elektrycznej trakcyjnej.

OSD informuje sprzedawcę o dacie rozpoczęcia realizacji zgłoszonej przez niego umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.

F.1.7. Rozdzielenie umowy kompleksowej na umowę sprzedaży oraz umowę dystrybucyjną bez dokonywania zmiany sprzedawcy, wymaga zgłoszenia umowy sprzedaży na zasadach i w trybie określonym w pkt D. Rozdzielenie umowy kompleksowej nie wymaga dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w IRiESD i Rozporządzeniu systemowym.

### **F.2. Weryfikacja powiadomień**

F.2.1. OSD dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub umowach kompleksowych, pod względem ich kompletności i

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 142 z 266

zgodności z umowami, o których mowa w pkt A.4.3. oraz zgodności z zasadami opisanymi w IRiESD.

- F.2.2. OSD przekazuje do sprzedawcy informację o pozytywnym lub negatywnym wyniku przeprowadzonej weryfikacji pisemnie lub poprzez przesłanie dokumentu podpisanego kwalifikowanym podpisem elektronicznym na adresy e-mail wskazanych w Umowach GUD lub GUD-K do momentu uruchomienia dedykowanego systemu informatycznego OSD.
- F.2.3. Ponowne rozpatrzenie powiadomienia, w przypadku weryfikacji negatywnej, o której mowa w pkt D.2.9., wymaga zgłoszenia umowy zgodnie z pkt F.1.1.
- F.2.4. W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub o umowach kompleksowych, o których mowa w pkt F.1.1., OSD przystępuje do konfiguracji Punktów Dostarczania Energii (PDE) należących do URD oraz do MDD wchodzących w skład MB przyporządkowanego POB.

## **G. Zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia**

- G.1. G.1. OSD określa standardowe profile zużycia (profile) na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez OSD spośród odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o mocy umownej nie większej niż 40 kW, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej. Profile te są określone w Załączniku nr 3 do IRiESD.
- G.2. Dla odbiorców, o których mowa w pkt G.1., którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, OSD na podstawie:
- a) parametrów technicznych przyłącza,
  - b) grupy taryfowej określonej w umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej,
  - c) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej
  - d) charakteru odbioru,
- przydziela odpowiedni profil i planowaną ilość poboru energii na rok kalendarzowy.
- Przydzielony standardowy profil zużycia może być wykorzystany przez OSD na potrzeby, o których mowa w pkt. C.1.2.
- G.3. W przypadku zmiany parametrów, o których mowa w pkt G.2. odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia OSD. W takim przypadku OSD dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilości poboru energii elektrycznej.
- G.4. W przypadku gdy okres rozliczenia niezbilansowania na rynku bilansującym jest krótszy niż jedna godzina, ustalenie ilości energii elektrycznej dla danego okresu rozliczania niezbilansowania dokonuje się dzieląc godzinowe ilości energii elektrycznej po równo na zawierające się w tym okresie okresy rozliczania niezbilansowania.

## **H. Postępowanie reklamacyjne i obowiązki informacyjne**

- H.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygania reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESD.
- H.2. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD mogą być zgłaszane w formie pisemnej (drogą pocztową, osobiście), w formie elektronicznej (pocztą

elektroniczną lub poprzez stronę internetową lub dedykowany system informatyczny) 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 zawartą ze Sprzedawcą umowę sprzedaży oraz z OSD umowę dystrybucyjną, reklamacje dotyczące umowy sprzedaży składa bezpośrednio do sprzedawcy, a reklamacje dotyczące umowy dystrybucyjnej składa bezpośrednio do OSD.

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 tej energii do tego sprzedawcy.

H.4. OSD samodzielnie (bez udziału Sprzedawcy) realizuje obowiązki w zakresie postępowania reklamacyjnego oraz realizacji obowiązków informacyjnych wynikających z przepisów, o których mowa w pkt A.1.1.:

1. przyjmuje 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 pięciodniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:
  - a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – 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,
4. informowanie na piśmie z co najmniej:
  - a) rocznym wyprzedzeniem - o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
  - b) trzyletnim wyprzedzeniem - o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub innych warunków funkcjonowania sieci, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
  - c) tygodniowym wyprzedzeniem – o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.
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 OSD 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 OSD;
8. przyjmowanie od Prosumenta, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego będącego konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, reklamacji dotyczących przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, a także rozliczania i dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji, o ile prosument ten posiada zawartą umowę dystrybucji z OSD.

H.5. Postępowanie w sprawie reklamacji złożonych Sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę kompleksową, w sprawach innych niż opisane w pkt H.4., realizowane jest w następujący sposób:

- 1) reklamacje dotyczące odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego przekazywane są przez Sprzedawcę do OSD. OSD dokonuje weryfikacji wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w terminie 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania reklamacji od Sprzedawcy i w tym samym terminie przekazuje odpowiedź sprzedawcy,
- 2) reklamacje dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego Sprzedawca przekazuje do OSD w ciągu 2 dni roboczych w formie elektronicznej. OSD bezzwłocznie podejmuje działania w celu rozpatrzenia reklamacji oraz naprawy lub wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSD niezwłocznie informuje w formie elektronicznej Sprzedawcę o zrealizowanych działaniach, w tym naprawach lub wymianach, a także o ewentualnej korekcie danych pomiarowych w wyniku stwierdzonych nieprawidłowości pracy układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSD wykonuje powyższe czynności w terminie 9 dni kalendarzowych od otrzymania reklamacji,
- 3) w przypadku żądania URD laboratoryjnego sprawdzenia licznika, Sprzedawca informuje o tym OSD w terminie 2 dni roboczych; OSD 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 elektroenergetycznej, przekazywane są do OSD przez Sprzedawcę w terminie 2 dni roboczych. OSD w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. OSD przekazuje Sprzedawcy informację o wynikach sprawdzenia niezwłocznie po zakończeniu pomiarów, a w przypadku URD w gospodarstwach domowych niezwłocznie, jednak nie później niż w terminie 10 dni kalendarzowych od zakończenia pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów z określonymi w umowie kompleksowej lub IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD, na zasadach określonych w Taryfie OSD,
- 6) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę od:

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 145 z 266

- a) URD przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,
- b) URD wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, z wyłączeniem niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określających dopuszczalne czasy przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,

sprzedawca przekazuje OSD w formie elektronicznej ten wniosek w ciągu 2 dni roboczych od dnia otrzymania wniosku URD.

OSD po rozpatrzeniu wniosku, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu wniosku URD wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku od sprzedawcy,

- 7) w przypadku zaistnienia przesłanek do udzielenia URD przez OSD bonifikaty bez wcześniejszego wniosku URD, OSD przekazuje sprzedawcy informacje niezbędne do udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikaty w terminie 21 dni kalendarzowych od:
  - a) ostatniego dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie przez OSD 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 pkt H.5. ppkt. 6) lit. a), dla innych URD niż URD, który złożył wniosek o którym mowa w pkt H.5. ppkt. 6) lit. a), zasilanych z tego samego miejsca dostarczania co URD, który złożył ten wniosek, dla których również potwierdzono przekroczenie czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,
- 8) bonifikata, o której mowa w ppkt. 7) jest uwzględniana w rozliczeniach z URD za najbliższy okres rozliczeniowy i uwzględniana w rozliczeniach pomiędzy OSD a sprzedawcą,
- 9) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę reklamacji URD w sprawie bonifikaty, sprzedawca przekazuje OSD reklamację w formie elektronicznej w ciągu 2 dni roboczych. OSD po rozpatrzeniu reklamacji, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu reklamacji URD, wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji od sprzedawcy,
- 10) wnioski URD o odszkodowanie wynikające z niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, niedotrzymania standardów jakościowych obsługi URD, przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, bądź nie wykonania lub nienależytego wykonania usługi dystrybucji na rzecz URD, Sprzedawca przekazuje w ciągu 2 dni roboczych do OSD w formie elektronicznej wraz ze skanem wniosku. OSD niezwłocznie rozpatruje złożone wnioski i informuje Sprzedawcę lub URD o wyniku ich rozpatrzenia,
- 11) w przypadku prowadzonego postępowania reklamacyjnego sprzedawca, na żądanie OSD, w terminie 7 dni od otrzymania żądania, prześle w formie elektronicznej do OSD kopię odpowiedzi udzielonej URD.

Odpowiedzi na reklamacje URD złożone do sprzedawcy, zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszym punkcie, udzielane są URD przez sprzedawcę, za wyjątkiem ppkt. 10).

H.6. Reklamacje powinny być przesyłane do OSD:

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 146 z 266

a) na adres pocztowy:

PGE Energetyka Kolejowa S.A.

Oddział w Warszawie – Dystrybucja Energii Elektrycznej

ul. Hoża 63/67

00-681 Warszawa

b) telefonicznie pod nr telefonu (22) 474 19 00 lub 801 77 29 29

c) elektronicznie przez:

- email:

bok.pgeek@gkpge.pl lub,

zmianasprzedawcy.pgeek@gkpge.pl,

- stronę internetową:

www.pgeenergetykakolejowa.pl.

z zastrzeżeniem, że adres [zmianasprzedawcy.pgeek@gkpge.pl](mailto:zmianasprzedawcy.pgeek@gkpge.pl) będzie wykorzystywany tylko w reklamacjach dotyczących procedury zmiany sprzedawcy

lub na adresy, w tym dedykowane adresy poczty elektronicznej, wskazane na stronie internetowej OSD, z uwzględnieniem pkt H.2 IRiESD-Bilansowanie.

H.7. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do OSD powinno zawierać w szczególności:

- 1) dane adresowe podmiotu, którego dotyczy zdarzenie,
- 2) datę zaistnienia zdarzenia,
- 3) dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem,
- 4) zgłaszane żądanie,
- 5) dokumenty uzasadniające żądanie.

Uchybienia w zgłoszeniu reklamacyjnym dotyczące ppkt. 1) – 5) nie mogą być przyczyną odmowy rozpatrzenia reklamacji przez OSD.

H.8. OSD 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 OSD usługi dystrybucji lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanych z inicjatywy OSD,
- 3) 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od sprzedawcy – jeżeli reklamacja została złożona sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży i reklamacja dotyczy odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego udostępnionego przez OSD do sprzedawcy,
- 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, OSD we wskazanych powyżej terminach, informuje o planowanym terminie rozpatrzenia reklamacji.

W przypadku, gdy reklamacja została złożona przez odbiorcę energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanych z inicjatywy OSD, to jeżeli reklamacja nie została rozpatrzona w terminie 14 dni od dnia jej złożenia, uważa się, że została uwzględniona.

H.9. Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane:

- 1) w przypadkach, o których mowa w pkt H.8. ppkt. 1) – w sposób określony w GUD-k,
- 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 OSD zgodnie z pkt H.9., w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSD z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji, zawierającym:

- 1) zakres nieuwzględnionego przez OSD żądania w zgłaszanej reklamacji,
- 2) uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania oraz odniesienie się do rozpatrzonej reklamacji,
- 3) dane podmiotu upoważnionego do prowadzenia negocjacji.

Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany na adresy, o których mowa w pkt H.6., odpowiednio listem lub w formie elektronicznej w postaci skanu dokumentu.

H.11. OSD 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.

OSD rozpatruje przedmiotowy wniosek po przeprowadzeniu negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu zgłaszającego reklamację i może ją uwzględnić w całości lub w części lub podtrzymać swoje wcześniejsze stanowisko. OSD przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie w jakiej został on złożony.

H.12. Korespondencja z OSD dotycząca reklamacji odbywa się w języku polskim.

## I. Zarządzanie ograniczeniami systemowymi

I.1. OSD identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej zgodnie z zapisami instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSP i OSDp.

I.2. Ograniczenia systemowe dzielimy na:

- a) ograniczenia elektrowniane,

- b) ograniczenia sieciowe.
- I.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:
- a) parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
  - b) przyczyny technologiczne w elektrowni,
  - c) działanie siły wyższej,
  - d) realizację polityki energetycznej państwa.
- I.4. OSD identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:
- a) maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
  - b) minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
- planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.
- I.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez OSD na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:
- a) plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
  - b) plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
  - c) wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.
- I.6. Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez OSD z wykorzystaniem dostępnych programów analitycznych i na bazie najbardziej aktualnych modeli matematycznych KSE.
- I.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.
- I.8. OSD przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej OSP, sieci dystrybucyjnej OSDp. do której jest przyłączony oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci OSD mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.
- I.9. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej, minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej oraz współpracując z OSDp.
- I.10. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD 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 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.11. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSP i OSDp.
- I.12. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, OSD podejmuje działania szczegółowo uregulowane w IRiESD – Korzystanie rozdział IX Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu.

## Słownik skrótów i definicji

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

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 151 z 266

**I. Oznaczenia skrótów**

<b>CSIRE</b>	Centralny System informacji rynku energii
<b>EAZ</b>	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
<b>EIC</b>	Schemat kodowania identyfikacji na rynku energii (Energy Identification Coding Scheme)
<b>FPP</b>	Fizyczny Punkt Pomiarowy
<b>GUD</b>	Generalna Umowa Dystrybucji
<b>GUD-K</b>	Generalna Umowa Dystrybucji dla usługi kompleksowej
<b>IRiESD</b>	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
<b>IRiESD - Bilansowanie</b>	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi
<b>IRiESD - Korzystanie</b>	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci
<b>IRiESP</b>	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)
<b>IRiESP- Bilansowanie</b>	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej – część: bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
<b>IRiESP-OIRE</b>	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”.
<b>JWCD</b>	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
<b>JWCK</b>	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza której praca podlega koordynacji przez OSP
<b>KSE</b>	Krajowy system elektroenergetyczny
<b>kWp</b>	Jednostka mocy szczytowej wydajności baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym
<b>LRW</b>	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
<b>LSPR</b>	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
<b>LZO</b>	Licznik zdalnego odczytu
<b>MB</b>	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
<b>MD</b>	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
<b>MDD</b>	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
<b>nJWCD</b>	Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV niepodlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
<b>nN</b>	Niskie napięcie



<b>NN</b>	Najwyższe napięcie
<b>OH</b>	Operator handlowy
<b>OHT</b>	Operator handlowo-techniczny
<b>OIRE</b>	Operator informacji rynku energii
<b>OOSŁ</b>	Operator ogólnodostępnej stacji ładowania
<b>OP-OSDp</b>	Operator systemu dystrybucyjnego przyłączony do sieci przesyłowej realizujący część zakresu operatora pomiarów dla OSD
<b>ORed</b>	Obiekt Redukcji
<b>OSD</b>	<p>PGE Energetyka Kolejowa S.A. pełniąc funkcję operatora systemu dystrybucyjnego na sieci dystrybucyjnej, na której prowadzi ruch sieciowy:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-na obszarach sieci dystrybucyjnej objętych umową przesyłową z OSP, na których realizuje obowiązki określone w Prawie energetycznym bezpośrednio we współpracy z OSP,</li> <li>-na pozostałych obszarach sieci dystrybucyjnej, nieobjętych umową przesyłową z OSP, na których realizuje określone w Prawie energetycznym obowiązki w zakresie współpracy z OSP za pośrednictwem właściwego OSDp.</li> </ul>
<b>OSDn</b>	Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową ani z siecią OSDp, ale jest przyłączona do sieci OSD
<b>OSDp</b>	Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową, do którego jest przyłączona sieć dystrybucyjna OSD.
<b>OSP</b>	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego
<b>PCC</b>	Punkt przyłączenia źródła energii elektrycznej
<b>PDE</b>	Punkt Dostarczania Energii
<b>P<sub>It</sub></b>	Wskaźnik długookresowego migotania światła
<b>POB</b>	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
<b>PP</b>	Punkt pomiarowy
<b>PPB</b>	Punkt pomiarowy - licznik bilansujący
<b>PPE</b>	Punkt Poboru Energii
<b>PPI</b>	Punkt pomiarowy - inny
<b>PPW</b>	Punkt pomiarowy - punkt wymiany
<b>Prosument</b>	Prosument energii odnawialnej

<b>Prosument wirtualny</b>	Prosument wirtualny energii odnawialnej
<b>Prosument zbiorowy</b>	Prosument zbiorowy energii odnawialnej
<b>Pst</b>	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut
<b>SOWE</b>	System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami
<b>SN</b>	Średnie napięcie
<b>SCO</b>	Samoczynne częstotliwościowe odciążanie
<b>SN</b>	Średnie napięcie
<b>SPZ</b>	Samoczynne ponowne załączanie - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia
<b>SWIS</b>	System Wymiany Informacji ze Sprzedawcami
<b>SZR</b>	Samoczynne załączanie rezerwy - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia.
<b>TCM</b>	Metody, warunki, wymogi i zasady (ang. „terms, conditions and methodologies”) przyjęte na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającym rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, z późn. zm.), 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 z 14.06.2019.) lub Kodeksów sieci
<b>THD</b>	Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi
<b>THFF</b>	Współczynnik zakłóceń harmonicznych telefonii
<b>URB</b>	Uczestnik Rynku Bilansującego
<b>URD</b>	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDp
<b>URD<sub>ME</sub></b>	Uczestnik rynku detalicznego typu posiadacz magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej większej niż 50 kW

<b>URDn</b>	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSD
<b>URDo</b>	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
<b>URDw</b>	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
<b>URE</b>	Urząd Regulacji Energetyki
<b>WDB</b>	opracowane przez OSP Warunki dotyczące bilansowania, zatwierdzone decyzją Prezesa URE
<b>WIRE</b>	System Wymiany Informacji o Rynku Energii

## II. Pojęcia i definicje

<b>Awaria sieciowa</b>	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5 % bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
<b>Awaria w systemie</b>	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości co najmniej 5 % bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
<b>Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej</b>	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
<b>Bilansowanie systemu</b>	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegająca na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
<b>Dystrybucja energii elektrycznej</b>	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
<b>Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa</b>	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
<b>Elektryczna trakcja kolejowa</b>	Sieć trakcyjna prądu stałego 3kV, za pomocą której jest dostarczana energia elektryczna od granicy systemu dystrybucyjnego OSD do pojazdów trakcyjnych oraz pozostałych urządzeń lub obiektów przyłączonych do tej sieci trakcyjnej. Elektryczna trakcja kolejowa nie

wchodzi w skład sieci dystrybucyjnej OSD w rozumieniu Ustawy, a jest zarządzana przez Zarządcę infrastruktury kolejowej.

**Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (rMB)**

Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w rMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.

**Energia**

Energia rozumiana jest w niniejszej IRiESD jako energia elektryczna.

**Farma fotowoltaiczna**

Instalacja odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem magazynu energii elektrycznej, wykorzystująca do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego. Farma fotowoltaiczna stanowi jednostkę wytwórczą.

**Farma wiatrowa**

Instalacja odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem magazynu energii, wykorzystująca turbiny wiatrowe do wytwarzania energii elektrycznej z energii wiatru. Farma wiatrowa stanowi jednostkę wytwórczą.

**Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)**

Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym jest dokonywany pomiar przepływającej energii elektrycznej.

**Generalna Umowa Dystrybucji**

Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej przez OSD na rzecz sprzedawcy, w celu umożliwienia realizacji przez sprzedawcę umów sprzedaży energii elektrycznej z URD<sub>o</sub> przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 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.

**Grupy przyłączeniowe**

Grupy podmiotów których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci, podzielonych w następujący sposób:

- a) grupę I stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,
- b) grupę II stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV,
- c) grupę III stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, jednak niższym niż 110 kV,
- d) grupę IV stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz o mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW,
- e) grupę V stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz o mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW,

grupę VI stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci przez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie, zastąpione przyłączem docelowym, lub

podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci na czas określony, jednak nie dłuższy niż rok.

### Jednostka grafikowa

Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.

### Instalacja odnawialnego źródła energii

Instalację stanowiącą wyodrębniony zespół:

- a) urządzeń służących do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy, w których energia elektryczna lub ciepło są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii, lub
- b) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego,  
– a także połączony z tym zespołem magazyn energii, w tym magazyn biogazu rolniczego.

### Jednostka wytwórcza

Wyodrębniony zespół urządzeń elektrowni, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje także transformatory oraz linie służące do wyprowadzenia mocy, wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.

W przypadku, gdy ze względu na ścisłe powiązanie technologiczne w procesie wytwarzania energii, produkcja energii z jednego źródła jest uzależniona od pracy innego, takie źródła wytwórcze należy traktować jako jedną jednostkę wytwórczą. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016 r.) - NC RfG, w art. 5 ust. 2 określa cztery kategorie (typy) modułów wytwarzania energii, tj. typ A, B, C i D oraz wartości graniczne progów mocy dla tych modułów. Na podstawie art. 5 ust. 3 powołanego rozporządzenia zostały opracowane przez OSP i zatwierdzone przez Prezesa URE dla obszaru Rzeczypospolitej Polskiej progi mocy maksymalnych dla ww. modułów wytwarzania energii typu B, C i D. Podział modułów wytwarzania energii:

- 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.

### Kod EIC

Kod służący do identyfikacji podmiotów na europejskim rynku energii.

IRIESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 157 z 266

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).

<b>Koordynowana sieć 110kV</b>	Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej,
<b>Koordynator</b>	Koordynator do spraw negocjacji, o którym mowa w art. 31a Prawa energetycznego
<b>Krajowy system elektroenergetyczny</b>	System elektroenergetyczny na terenie Polski.
<b>Licznik konwencjonalny</b>	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.
<b>Licznik zdalnego odczytu</b>	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 z późniejszymi zmianami), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, wyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.
<b>Linia bezpośrednia</b>	Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.
<b>Łącze niezależne</b>	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.
<b>Magazyn energii elektrycznej</b>	Instalacja umożliwiająca magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej.
<b>Magazynowanie energii elektrycznej</b>	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.
<b>Mała instalacja</b>	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW, przyłączona do

sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i mniejszej niż 3 MW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i nie większa niż 1 MW.

**Miejsce dostarczania**

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

**Miejsce przyłączenia**

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

**Mikroinstalacja**

Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW.

**Moc dyspozycyjna**

Moc osiągalna jednostki wytwórczej albo magazynu energii elektrycznej pomniejszona o ubytki mocy.

**Moc osiągalna**

Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza albo magazyn energii elektrycznej może pracować bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki, magazynu przy parametrach nominalnych, potwierdzona testami.

**Moc przyłączeniowa**

Moc czynna planowana do pobierania 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 piętnastominutowych, służąca do zaprojektowania przyłącza.

**Moc umowna**

Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w:

- a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej jako wartość nie mniejszą niż wyznaczoną jako wartość maksymalna ze średniej wartości mocy w okresie piętnastu minut, 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 tego operatora, 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 tego operatora, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.

**Moc zainstalowana elektryczna instalacji odnawialnego źródła energii**

łączna moc znamionowa czynna:

- a) zespołu urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej – zespołu prądowórczego, 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 minimalizacji 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.

**Niebilansowanie**

W przypadku odbiorcy – różnica pomiędzy rzeczywistym, a planowanym poborem energii elektrycznej. W przypadku wytwórcy – różnica pomiędzy planowaną, a rzeczywiście wprowadzoną do sieci energią elektryczną.

**Normalny układ pracy sieci**

Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.

**Normalne warunki pracy sieci**

Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc, obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku



wyjątkowych okoliczności spowodowanych:

a) wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami,

czynnikami będącymi poza kontrolą OSD takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.

**Obrót energią elektryczną**

Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.

**Obszar OSD**

Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.

**Obszar Rynku Bilansującego**

Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równowagę bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.

**Odbiorca**

Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.

**Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym**

Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym.

**Odbiorca końcowy**

Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej magazynowania lub zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

**Odbiorca w ORed**

Podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.

**Odlączenie od sieci**

Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwałe demontaż elementów przyłącza.

**Odnawialne źródło energii**

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.

**Ograniczenia elektrowniane**

Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.

<b>Ograniczenia sieciowe</b>	Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.
<b>Okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych</b>	Okres pomiędzy dwoma kolejnymi rozliczeniowymi odczytami urządzeń do pomiaru mocy lub energii elektrycznej, dokonany przez OSD.
<b>Operator</b>	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.
<b>Operator handlowy</b>	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
<b>Operator pomiarów</b>	Podmiot odpowiedzialny za zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych oraz pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej, a także za utrzymanie i eksploatację układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
<b>PGE Energetyka Kolejowa S.A. /OSD</b>	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. PGE Energetyka Kolejowa S.A. z siedzibą w Warszawie posiadająca koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej za pomocą sieci dystrybucyjnej, jako przedsiębiorstwo energetyczne skonsolidowane pionowo pełniące funkcję Operatora Systemu Dystrybucyjnego, Operatora Pomiarów oraz Odbiorcy Sieciowego, w tym również Uczestnika Rynku Bilansującego (URB <sub>FLT</sub> ), dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Energetyka Kolejowa Spółka Akcyjna w Warszawie.
<b>Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)</b>	Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).
<b>Pociąg</b>	Pociąg w znaczeniu określonym w ustawie o transporcie kolejowym
<b>Przewoźnik kolejowy</b>	Odbiorca końcowy będący przewoźnikiem kolejowym w rozumieniu ustawy o transporcie kolejowym
<b>Pojazd trakcyjny</b>	Pojedynczy pojazd szynowy z napędem (lokomotywa, elektryczny zespół trakcyjny), zasilany z elektrycznej trakcji kolejowej.
<b>Procedura zmiany sprzedawcy</b>	Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) wniosku o zmianę sprzedawcy, który w konsekwencji podjętych przez OSD prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych i niezbędnych do realizacji procedury, do przekazania

odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.

<b>Proces rynku energii</b>	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.
<b>Programy łączeniowe</b>	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.
<b>Prosument energii odnawialnej</b>	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 2021 r. poz. 955).
<b>Prosument wirtualny energii odnawialnej</b>	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.
<b>Prosument zbiorowy energii odnawialnej</b>	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.
<b>Przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy</b>	Układ pomiarowo-rozliczeniowy realizujący funkcję włączenia lub wyłączenia możliwości poboru energii elektrycznej w zależności od stanu salda dekrementującego.
<b>Przedsiębiorstwo</b>	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania,

<b>energetyczne</b>	magazynowania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną.
<b>Przedsiębiorstwo obrotu</b>	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
<b>Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana</b>	Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
<b>Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana</b>	Przerwa spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
<b>Przesyłanie - transport energii elektrycznej</b>	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
<b>Przyłącze</b>	Odcinek lub element sieci służące do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, dostosowane do mocy przyłączeniowej, z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego, które świadczy na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
<b>Punkt Poboru Energii</b>	Punkt w którym produkty energetyczne (energia, usługi przesyłowe, moc, etc.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych). Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy.
<b>Punkt pomiarowy (PP)</b>	Miejsce w urządzeniu, instalacji lub sieci elektroenergetycznej, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej.
<b>Punkt pomiarowy – inny (PPI)</b>	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.
<b>Punkt pomiarowy - licznik bilansujący (PPB)</b>	Punkt pomiarowy w sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej dla stacji elektroenergetycznej transformującej średnie napięcie na niskie (SN/nN), stanowiącej element sieci dystrybucyjnej OSD.
<b>Punkt pomiarowy - Punkt wymiany (PPW)</b>	Punkt pomiarowy w sieci, w którym dokonuje się pomiaru wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej na granicy obszarów sieci elektroenergetycznych OSDp.
<b>Regulacyjne usługi</b>	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu

<b>systemowe</b>	przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.
<b>Reprezentant prosumentów</b>	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 handlowe.
<b>Rozporządzenie systemowe</b>	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 2023 poz. 819).
<b>Rozporządzenie taryfowe</b>	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 późn. zm.).
<b>Ruch sieciowy</b>	Sterowanie pracą sieci.
<b>Rynek bilansujący</b>	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
<b>Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO</b>	Samoczynne wyłączanie odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
<b>Samoczynne ponowne załączanie - SPZ</b>	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.
<b>Sieci</b>	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego.
<b>Sieć przesyłowa</b>	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
<b>Sieć dystrybucyjna</b>	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
<b>Skorygowane dane</b>	Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku, gdy dane pomiarowe pozyskane z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu

<b>pomiarowe</b>	są błędne.
<b>Spółdzielnia energetyczna</b>	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.
<b>Sprzedawca</b>	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
<b>Sprzedawca rezerwowy</b>	Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, wskazane przez odbiorcę energii elektrycznej, zapewniające temu odbiorcy sprzedaż rezerwową.
<b>Sprzedaż energii elektrycznej</b>	Bezpośrednia sprzedaż energii elektrycznej przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii elektrycznej przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
<b>Sprzedaż rezerwowa</b>	Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej dokonywana przez sprzedawcę rezerwowego w przypadku zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę, realizowana na podstawie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.
<b>Statyzm</b>	Oznacza wyrażany w procentach współczynnik quasi-stacjonarnego odchylenia częstotliwości do wynikającej z tego odchylenia zmiany generowanej mocy czynnej w stanie ustalonym. Zmianę częstotliwości wyraża się jako stosunek do częstotliwości znamionowej, a zmianę mocy czynnej jako stosunek do mocy maksymalnej lub rzeczywistej mocy czynnej w momencie wystąpienia tego odchylenia.
<b>Uczestnik Rynku Detalicznego w gospodarstwie domowym (URD w gospodarstwie domowym)</b>	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 właściwym OSD lub umowę kompleksową ze sprzedawcą posiadającym zawartą z OSD GUD-K.
<b>System elektroenergetyczny</b>	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
<b>Średnie napięcie</b>	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
<b>TCM</b>	Metody, warunki, wymogi i zasady (ang. „terms, conditions and methodologies”) przyjęte na podstawie rozporządzenia Parlamentu

Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającym rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211/15 z 14.08.2009 r., z późn. zm.), 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.) lub Kodeksów sieci.

**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 Operatorem Systemu Przesyłowego, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP-Bilansowanie;

**Uczestnik Rynku Detalicznego**

Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD (obowiązek posiadania umowy dystrybucji spełniony jest również w przypadku posiadania umowy kompleksowej, jeśli Sprzedawca będący stroną umowy kompleksowej ma zawartą z OSD Generalną Umowę Dystrybucji dla usługi kompleksowej lub Sprzedawcą jest PGE Energetyka Kolejowa S.A.).

**Układ ARNE**

Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.

**Układ pomiarowo-rozliczeniowy**

urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe, liczniki i inne przyrządy pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów ilości energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, w szczególności liczniki energii czynnej i liczniki energii biernej, w tym takie liczniki wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi

**Urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego**

Liczniki i inne urządzenia pomiarowe prądu stałego w tym wskaźniki pomiarowe lub układy pomiarowo - rozliczeniowe, a także układy połączeń między nimi służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej prądu stałego i rozliczeń za tę energię.

Urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego dzieli się ze względu na miejsce ich instalacji na:

- 1) zainstalowane w pojeździe trakcyjnym;

	2) zainstalowane w pozostałych urządzeniach lub obiektach nie wymienionych w pkt 1) zasilanych z elektrycznej trakcji kolejowej.
<b>Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy</b>	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych mocy i energii elektrycznej.
<b>Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy</b>	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych mocy i energii elektrycznej, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
<b>Układ pomiarowo-kontrolny</b>	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
<b>Układ zabezpieczeniowy</b>	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
<b>Umowa dystrybucji</b>	Umowa świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej.
<b>Umowa przesyłowa</b>	Umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawarta z OSP.
<b>Urządzenia</b>	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
<b>Ustawa lub Prawo energetyczne</b>	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. z 2021 r. poz. 716 z późniejszymi zmianami).
<b>„Ustawa o transporcie kolejowym”</b>	Ustawa z dnia 28 marca 2003 r. o transporcie kolejowym (Dz. U. z 2020 r. poz. 1043 ze zm.).
<b>Ustawa OZE</b>	Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2022 r., poz. 1378 z późn. zm.)
<b>Użytkownik systemu</b>	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
<b>Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu – FS</b>	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.
<b>Wyłączenie awaryjne</b>	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.



<b>Wymiana międzysystemowa</b>	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.
<b>Wytwórca</b>	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia wytwórcze przyłączone są do sieci elektroenergetycznej.
<b>Wytyczne odbiorowe</b>	Wytyczne w zakresie przeprowadzania odbiorów urządzeń elektroenergetycznych i sieci dystrybucyjnej w OSD.
<b>Zabezpieczenia</b>	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.
<b>Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne</b>	Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.
<b>Zabezpieczenie nadprądowe zwarciove</b>	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 sekundy, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciovych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania
<b>Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej</b>	Stan KSE lub jego części, uniemożliwiających zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
<b>Zaprzestanie dostaw energii elektrycznej</b>	Niedostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza.
<b>Zarządzanie ograniczeniami systemowymi</b>	Działalność OSP lub operatora systemu dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie Ustawy, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.
<b>Zastępcze dane pomiarowe</b>	Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku braku możliwości pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu.
<b>Zarządca infrastruktury kolejowej</b>	Zarządca infrastruktury kolejowej na terenie Polski – PKP Polskie Linie Kolejowe S.A z siedzibą w Warszawie.

## Załącznik nr 1

do Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej

Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych oraz magazynów energii przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

### 1. Postanowienia ogólne

- 1.1. Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Istniejące jednostki wytwórcze muszą spełniać przedmiotowe wymagania techniczne po ich remoncie lub modernizacji (oraz w innych przypadkach przewidzianych w niniejszej IRIESD), których zakres obejmuje również urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej nie spełniających tych wymagań.
- 1.2. OSD określa warunki przyłączenia do sieci dla jednostek wytwórczych, w tym ustala do sieci o jakim poziomie napięcia znamionowego należy przyłączyć jednostki wytwórcze, w zależności od wielkości mocy przyłączeniowej i lokalnych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz z uwzględnieniem wyników ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na system elektroenergetyczny.  
Powyższe wymagania dotyczą również magazynów energii elektrycznej.
- 1.3. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla OSD.
- 1.4. Jednostki wytwórcze o mocy zainstalowanej większej niż 3,68kW przyłączane są do sieci dystrybucyjnej w sposób trójfazowy.
- 1.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 200 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. OSD decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.
- 1.6. Dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej SN lub nN, moc zwarciova ( $S_k$ ) w miejscu przyłączenia powinna być przynajmniej 20 razy większa od łącznej mocy znamionowej jednostek wytwórczych przyłączonych lub przyłączanych do sieci dystrybucyjnej zasilanej z tej samej co dany punkt przyłączenia stacji transformatorowej 110 kV/SN.
- 1.7. Moc zwarciova w miejscu przyłączania, o której mowa w pkt 1.6., wyznaczona jest dla minimalnej konfiguracji sieci dystrybucyjnej.
- 1.8. Minimalna konfiguracja sieci dystrybucyjnej jest to stan pracy przy minimalnym poziomie mocy zwarciovej po stronie SN, wyłączonych wszystkich jednostkach wytwórczych przyłączonych bezpośrednio do szyn zbiorczych rozdzielni SN, jak również do linii SN wyprowadzonych ze stacji transformatorowej 110 kV/SN, do której przyłączona jest rozpatrywana jednostka wytwórcza.
- 1.9. W przypadku opracowania przez OSD ekspertyzy wpływu przyłączenia jednostek wytwórczych na pracę sieci dystrybucyjnej lub indywidualnej analizy dla konkretnego punktu w sieci dystrybucyjnej, dla oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych przyjmuje się wnioski wynikające z ww. opracowań

- 1.10. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia. Wówczas kryterium określonego w pkt 1.6. nie stosuje się.
- 1.11. 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 mikroinstalacji lub grupy jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci, jeśli to nie wpłynie na pogorszenie warunków zasilania odbiorców.

- 2.2. W przypadku, gdy w układzie sieci jest możliwa praca wyspowa jednostki wytwórczej, musi ona posiadać dodatkowy łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od pozostałej części sieci dystrybucyjnej.
- 2.3. OSD 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. Nie dotyczy to łączników współpracujących z mikroinstalacjami.
- 2.4. Urządzenia łączeniowe jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, powinny być zlokalizowane po stronie prądu przemiennego falownika.
- 2.5. Impuls wyłączający przesłany od zabezpieczeń do urządzenia łączeniowego musi powodować bezzwłoczne wyłączenie jednostki wytwórczej przez to urządzenie.

## 3. Zabezpieczenia

- 3.1. Jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia podstawowe oraz zabezpieczenia dodatkowe, zgodnie z zapisami IRiESD oraz pkt 3 niniejszego załącznika. Wymagania pkt 3 niniejszego załącznika nie dotyczą mikroinstalacji, za wyjątkiem drugiego akapitu pkt 3.11.
- 3.2. Zabezpieczenia podstawowe jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Zabezpieczenia te powinny działać na urządzenie łączeniowe określone w pkt 2.1. a), powodując wyłączenie jednostki wytwórczej z ruchu.
- 3.3. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA z generatorami asynchronicznymi lub synchronicznymi powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowo-nadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia oraz wzrostem prędkości obrotowej. Dla jednostek przyłączonych do sieci nN należy stosować zabezpieczenia od pracy niepełnofazowej z kryterium kontroli asymetrii prądu obciążenia
- 3.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowo-nadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia, obniżeniem częstotliwości oraz wzrostem częstotliwości.

Dla jednostek przyłączonych do sieci nN należy stosować zabezpieczenia od pracy niepełnofazowej z kryterium kontroli asymetrii prądu obciążenia.

- 3.5. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia oraz wzrostem napięcia, jak również w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej. Jeżeli zabezpieczenia, o których mowa powyżej, znajdują się w wyposażeniu falownika nie ma potrzeby powielania tych zabezpieczeń.
- 3.6. OSD decyduje w warunkach przyłączenia o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej i pracy wyspowej.
- 3.7. Zabezpieczenia dodatkowe powinny powodować otwarcie łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną. W zależności od rodzaju pracy jednostki wytwórczej łącznikiem sprzęgającym jest:
- łącznik określony w pkt 2.1. a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
  - łącznik określony w pkt 2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.
- 3.8. OSD ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń dodatkowych, w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej.
- 3.9. Zabezpieczenie dodatkowe do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia musi być wykonane trójfazowo. Jednostka wytwórcza przy obniżeniu lub wzroście napięcia w jednym z przewodów fazowych musi być odłączona od sieci trójbiegunowo. Nie dotyczy jednostek wytwórczych przyłączonych jednofazowo do sieci elektroenergetycznej.
- 3.10. Jednostki wytwórcze przyłączane lub przyłączone do sieci nN, muszą być wyposażone w automatykę uniemożliwiającą pracę wyspową.
- 3.11. W przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez transformator SN/nN, dla zabezpieczeń dodatkowych do ochrony przed: wzrostem częstotliwości, obniżeniem częstotliwości oraz obniżeniem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie nN. Natomiast dla zabezpieczeń dodatkowych: zerowo-nadnapięciowych oraz do ochrony przed wzrostem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie SN.
- W przypadku jednostek wytwórczych, nie będących 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 inwertera a siecią rozdzielczą, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci OSD (PCC).
- 3.12. Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń dodatkowych i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak dobrane, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ lub SZR.
- 3.13. Jednostki wytwórcze z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączenia elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.

- 3.14. W przypadku zwarcia w linii, do której przyłączona jest farma wiatrowa automatyka zabezpieczeniowa farmy powinna:
- wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia linii,
  - załączać farmę samoczynnie po czasie nie krótszym niż 30 s, liczonym od zakończenia udanego cyklu SPZ.
- 3.15. W przypadku zwarcia w farmie wiatrowej z generatorem asynchronicznym automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z OSD.
- 3.16. W przypadku zadziałania SZR w stacji, do której przyłączona jest farma wiatrowa, automatyka zabezpieczeniowa farmy powinna:
- wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia stacji,
  - załączać farmę samoczynnie po czasie 30 s, liczonym od zakończenia cyklu SZR.
- 3.17. OSD może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

#### **4. Kompensacja mocy biernej**

- 4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa OSD 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. OSD może ustalić węższe 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 OSD.
- 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 -0,5Hz do +0,5 Hz, przez 99,5% czasu tygodnia.
- 6.3. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyień  $\pm 5\%$  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:
- a) 1,5 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 220 kV i wyższym niż 30 kV,

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

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

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} < \frac{1}{120}$$

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  $P_{lt}$  spowodowanego wahaniami napięcia, przez 95 % czasu, powinien spełniać warunek:  $P_{lt} \leq 0,6$ .

- 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

$$1100/SN: \frac{S_{rA}}{S_{kV}} \times 100\% < 2\sqrt{N}$$

- 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,

$\delta$  - 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.

OSD na swojej stronie internetowej zamieszcza kryteria oceny przyłączenia źródeł energii do sieci elektroenergetycznej SN i nN.

## 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 przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określone w pozostałych punktach niniejszej IRiESD.

8.1.2. Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w pkt 8 niniejszego załącznika obowiązują farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej.

8.1.3. Farmy wiatrowe które w dniu wejścia w życie niniejszej IRiESD są przyłączone do sieci lub mają podpisane umowy o przyłączenie do sieci, obowiązane są wypełnić wymagania pkt 8 niniejszego załącznika tylko w przypadku remontu lub modernizacji farmy wiatrowej. Farmy wiatrowe posiadające ważne warunki przyłączenia do sieci, uzgodnią z OSD zakres i harmonogram dostosowania się do wymagań określonych w IRiESD w terminie 6 miesięcy od daty wejścia w życie niniejszej IRiESD.

8.1.4. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:

- a) regulacja mocy czynnej,
- b) praca w zależności od napięcia i częstotliwości,
- c) załączanie do pracy i wyłączenie z sieci,
- d) regulacja napięcia i mocy biernej,
- e) wymagania dla pracy przy zakłóceniach w sieci,
- f) dotrzymywanie standardów jakości energii elektrycznej,
- g) elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,
- h) systemy monitoringu i telekomunikacji,
- i) testy sprawdzające.

8.1.5. OSD ma prawo do kontroli realizacji warunków przyłączenia i może zażądać udostępnienia przez wytwórcę dokumentacji stwierdzającej, że farma wiatrowa wypełnia wymagania określone w IRiESD oraz w warunkach przyłączenia do sieci. W szczególności dokumentacja ta powinna zawierać wyniki pomiarów konieczne dla oceny wpływu farmy wiatrowej na jakość energii elektrycznej oraz dla farm przyłączanych do sieci 110 kV - symulacje komputerowe, na modelu systemu akceptowanym przez odpowiedniego operatora sieci, pokazujące reakcję farmy wiatrowej na zakłócenia sieciowe.

8.1.6. W przypadku, gdy dwie lub więcej farm wiatrowych przyłączanych jest do szyn



zbiorczych tej samej rozdzielni 110 kV przez wydzielone transformatory 110 kV/SN, należy traktować te farmy jako pojedynczą farmę wiatrową z miejscem przyłączenia na napięciu 110 kV z punktu widzenia wymogów niniejszej IRiESD.

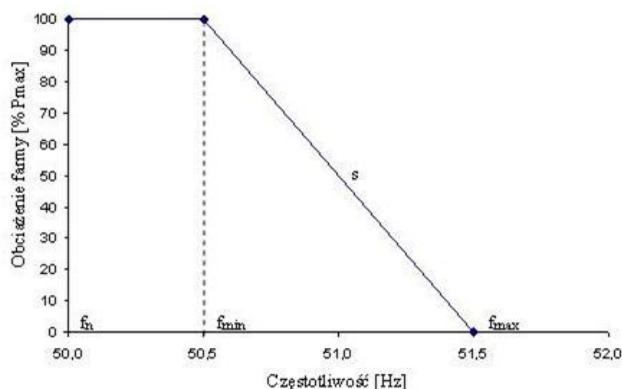
- 8.1.7. Farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia umożliwiające bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.
- 8.1.8. Szczegółowe wymagania dla każdej farmy wiatrowej są określone przez OSD w warunkach przyłączenia do sieci, w zależności od mocy farmy wiatrowej, jej lokalizacji w sieci, sytuacji w systemie elektroenergetycznym i wyników ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny.
- 8.1.9. OSD może w warunkach przyłączenia określić dla farmy wiatrowej wymóg przystosowania farmy do automatycznej regulacji mocy i zażądać aby regulacja mocy farmy wiatrowej była dostosowana do automatycznej regulacji zdalnej.
- 8.1.10. Farma wiatrowa w przypadku niedotrzymania standardów jakości energii określonych w niniejszym załączniku, może zostać wyłączona na polecenie operatora systemu, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

## **8.2. Regulacja mocy czynnej farmy wiatrowej**

- 8.2.1. Farma wiatrowa przyłączona do sieci 110 kV, powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy, umożliwiający pracę w następujących reżimach:
  - a) praca bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych,
  - b) praca interwencyjna według wymagań odpowiedniego operatora systemu, w sytuacjach zakłóceń i zagrożeń w pracy systemu elektroenergetycznego,
  - c) udział w regulacji częstotliwości (dotyczy farm wiatrowych o mocy znamionowej 50 MW i większej),
  - d) z ograniczeniami mocy generowanej do wielkości określonej w ekspertyzie lub umowie.
- 8.2.2. W normalnych warunkach pracy systemu i farmy wiatrowej, moc czynna wprowadzana do sieci przez farmę wiatrową nie może przekraczać limitu mocy (z dokładnością  $\pm 5\%$ ) przydzielonego operatywnie przez odpowiedniego operatora systemu i mocy przyłączeniowej określonej w umowie o przyłączenie.
- 8.2.3. W normalnych warunkach pracy farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV i SN, w tym również podczas normalnych uruchomień i odstawień, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej za okres 15 minut nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30 % mocy znamionowej na minutę.
- 8.2.4. W sytuacjach zakłóceń w systemie elektroenergetycznym, wyżej określony gradient zmian obciążenia może być przekroczony przez farmy wiatrowe uczestniczące w regulacji częstotliwości lub w sytuacji, gdy OSD poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej.
- 8.2.5. Farma wiatrowa powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy czynnej umożliwiający:
  - 1) pracę farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych; Podczas pracy farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych, a także w trakcie uruchomień i odstawień farmy wiatrowej, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej nie może przekraczać 10 % mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę.

W przypadku przekroczenia maksymalnej dopuszczalnej prędkości wiatru proces odstawiania z pracy poszczególnych turbin wiatrowych powinien odbywać się w jak najdłuższym czasie, przy zapewnieniu bezpieczeństwa urządzeń. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30 % mocy znamionowej na minutę.

- 2) ograniczanie maksymalnego dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (wykorzystanie interwencyjne farmy wiatrowej). Wartość zadanej, w trybie interwencyjnym przez operatora systemu, mocy czynnej powinna być utrzymywana z dokładnością co najmniej  $\pm 5\%$   $P_z$  (wartości zadanej), przy uwzględnieniu ograniczeń wynikających z warunków wiatrowych. Prędkość redukcji mocy, powinna wynosić domyślnie 2 % mocy znamionowej farmy wiatrowej na sekundę, w zakresie obciążenia farmy od 100 % do 20 % mocy znamionowej. W przypadku pracy farmy z obciążeniem poniżej 20 % mocy znamionowej, dopuszcza się mniejszą prędkość redukcji mocy ale nie mniejszą niż 10 % mocy znamionowej na minutę.
- 3) automatyczną redukcję mocy czynnej, przy wzroście częstotliwości. Przy wzroście częstotliwości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, układ regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej, powinien być zdolny do automatycznej redukcji mocy czynnej, zgodnie z ustawioną charakterystyką statyczną przedstawioną na rysunku poniżej. W takim przypadku jako wartość domyślną prędkości redukcji mocy czynnej, należy przyjąć 5 % mocy znamionowej farmy wiatrowej na sekundę dla całego zakresu obciążenia mocą czynną farmy wiatrowej.



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	
$P_{max}$	MW	Moc farmy wiatrowej z jaką farma pracowała w momencie wzrostu częstotliwości sieci do wartości 50,5 Hz		
$s$	%	Statyzm - względna zmiana częstotliwości do względnej zmiany mocy czynnej	-	Statyzm jest wartością wypadkową (nieustawialną), zależną od doboru nastaw $f_{min}$ i $f_{max}$ $s = - [(\Delta f/f_n)/(\Delta P/P_n)]$

- 8.2.6. 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 wyłączanie poszczególnych pracujących turbin wiatrowych farmy wiatrowej.
- 8.2.7. Określona w pkt 8.2.5.1) 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 8.2.5. 2) - 3).
- 8.2.8. W celu zapewnienia właściwości dynamicznych dla całej farmy wiatrowej zaleca się aby każda pojedyncza turbina wiatrowa farmy wiatrowej była zdolna do redukcji mocy czynnej z prędkością nie mniejszą niż 5 %  $P_n$  mocy znamionowej na sekundę w zakresie od 100 % do 40 % mocy generowane.
- 8.2.9. OSD ma prawo ograniczyć czasowo moc farmy wiatrowej przyłączonej do sieci 110 kV, do wartości nie mniejszej niż 5% mocy znamionowej farmy wiatrowej. Ograniczenie mocy może być zadawane przez sygnał zewnętrzny w MW lub % aktualnej mocy farmy wiatrowej, lub też w postaci zależności od częstotliwości i/lub napięcia sieci. Algorytm regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej musi być dostosowany do realizacji tego wymagania. Szybkość zmniejszania mocy w celu osiągnięcia zadanej wartości powinna wynosić co najmniej 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę.
- 8.2.10. OSD, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, powiadamia właściciela farmy wiatrowej o konieczności jej wyłączenia, w celu dokonania określonych planowych prac

remontowych lub naprawczych w sieci elektroenergetycznej.

- 8.2.11. W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego OSD, może polecić całkowite wyłączenie farmy wiatrowej. OSD określa w warunkach przyłączenia do sieci wymagania w zakresie przystosowania farmy wiatrowej do zdalnego wyłączania, monitorowania i transmisji danych.

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

- 8.3.1. Farma wiatrowa powinna mieć możliwość pracy w następującym zakresie częstotliwości:
- 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.,
  - 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.,
  - Przy  $f < 47,5$  Hz farmę wiatrową można odłączyć od sieci ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu,
  - 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,
  - 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:
- 105kV – 123kV dla sieci 110kV,
  - $\pm 10\% U_n$  – 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 farmy wiatrowej.
- 8.3.5. OSD może określić w warunkach przyłączenia farm wiatrowych przystosowanie do udziału w regulacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, poprzez zmianę mocy po zmianie częstotliwości. Wymaganie to dotyczy pełnego zakresu obciążenia farmy wiatrowej.
- 8.3.6. OSD, 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, OSD 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

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 180 z 266

informujący o aktualnym stanie jej jednostek wytwórczych. Sygnał ten powinien być generowany na podstawie identyfikacji stanu i przyczyn odstawienia jednostki.

- 8.4.2. Podczas każdego uruchamiania farmy wiatrowej gradient przyrostu mocy farmy wiatrowej nie może przekraczać wartości określonej w pkt 8.2.3. niniejszego załącznika,.
- 8.4.3. Algorytm uruchamiania farmy wiatrowej musi zawierać kontrolę warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci.
- 8.4.4. W przypadku farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV, OSD musi być poinformowany z 15 minutowym wyprzedzeniem o planowanym uruchomieniu farmy wiatrowej, po postoju dłuższym niż 15 minut spowodowanym wyłączeniem awaryjnym lub przekroczeniem granicznej prędkości wiatru. Powiadomienie nie jest konieczne jeżeli uruchomienie następuje wskutek wzrostu prędkości wiatru ponad wartość minimalną, niezbędną dla wytwarzania mocy i prognozowane na najbliższą godzinę obciążenie farmy wiatrowej nie przekroczy 10% jej mocy znamionowej.
- 8.4.5. Z wyjątkiem przypadków zakłóceń w sieci i awarii farmy wiatrowej, redukcja mocy farmy wiatrowej powinna być realizowana zgodnie ze zdefiniowanym w pkt 8.2.3. niniejszego załącznika gradientem zmiany mocy czynnej.

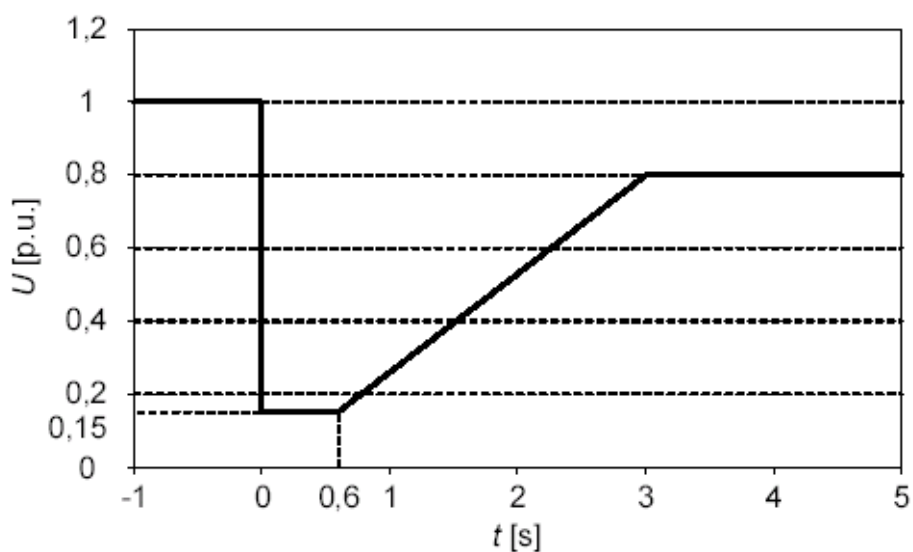
## 8.5. Regulacja napięcia i mocy biernej

- 8.5.1. Wyposażenie farmy wiatrowej musi być tak dobrane, aby zapewnić utrzymanie, określonych w warunkach przyłączenia, warunków napięciowych (w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia) oraz stabilność współpracy z systemem elektroenergetycznym.
- 8.5.2. Farma wiatrowa musi mieć możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia. OSD w warunkach przyłączenia do sieci określa wymagania w tym zakresie, wraz z potrzebą zastosowania automatycznej regulacji zdalnej.
- 8.5.3. Podczas produkcji mocy czynnej, farma wiatrowa przyłączona do sieci 110 kV musi mieć możliwość pracy ze współczynnikiem mocy w miejscu przyłączenia do sieci w granicach od 0,95 (indukcyjny) do 0,95 (pojemnościowy), w pełnym zakresie obciążenia farmy.
- 8.5.4. W zależności od warunków napięciowych w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej do sieci, odpowiedni operator systemu może w trybie operatywnym zmieniać w/w zakres regulacji współczynnika mocy lub wymagać pracy z określonym stałym współczynnikiem mocy.
- 8.5.5. Dla farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia, równej 50 MW i wyższej, należy zapewnić system zdalnego sterowania napięciem farmy i mocą bierną, z zachowaniem możliwości współpracy z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej, w tym także z istniejącymi układami regulacji napięcia na stacji ARST.

## 8.6. Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

- 8.6.1. Farmy wiatrowe przyłączone do sieci 110kV powinny być przystosowane do utrzymania się w pracy w przypadku wystąpienia zwarć w sieci skutkujących obniżką 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. W niektórych lokalizacjach, OSD może wymagać by farmy wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych, moc bierną. Wymaganie to określa OSD w warunkach przyłączenia do sieci lub umowie o przyłączenie.
- 8.6.3. Wymagania w zakresie pracy farmy wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, OSD określa w warunkach przyłączenia do sieci, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanych generatorów, moc farmy wiatrowej, jej położenie w sieci, koncentrację generacji wiatrowej w systemie i wyniki ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system.
- 8.6.4. Podczas zakłóceń skutkujących obniżeniem napięcia w miejscu przyłączenia do sieci, do wartości zgodnych z wykresem w pkt 8.6.1. niniejszego załącznika (obszar powyżej krzywej), farma wiatrowa przyłączana do sieci 110 kV nie może utracić zdolności regulacji mocy biernej i musi aktywnie oddziaływać w kierunku podtrzymania napięcia, w ramach ograniczeń technicznych farmy wiatrowej.

## 8.7. Dotrzymanie standardów jakości energii

- 8.7.1. Farma wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3%. W przypadku, gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą farmy wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5% dla częstości do 10 zakłóceń/godz. i 1,5% dla częstości do 100 zakłóceń/godz. Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń jednostek wytwórczych.
- 8.7.2. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy farmy wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%.
- 8.7.3. Wskaźniki krótkookresowego (Pst) i długookresowego (Plt) migotania napięcia farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV oraz SN nie powinny przekraczać odpowiednio wartości:
- Pst < 0,35 dla sieci 110 kV i Pst < 0,45 dla sieci SN,
  - Plt < 0,25 dla sieci 110 kV i Plt < 0,35 dla sieci SN.

- 8.7.4. Farmy wiatrowe nie powinny powodować w miejscu przyłączenia emisji pojedynczych harmonicznych napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 0,7% dla sieci 110 kV oraz 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmonicznych THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od 2,0% dla sieci 110 kV oraz 4% dla sieci SN.
- 8.7.5. W ciągu każdego tygodnia 99 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych podanych powyżej w pkt od 8.7.1. do 8.7.3. współczynników jakości energii, powinno mieścić się w granicach określonych w tych punktach.
- 8.7.6. Farmy wiatrowe powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar współczynnika migotania światła oraz harmonicznych napięcia i prądu). Farmy wiatrowe przyłączane do sieci 110 kV powinny być wyposażone w system teletransmisji danych do odpowiedniego operatora systemu.
- 8.7.7. Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF powinien być poniżej 1%.
- 8.7.8. Ze względu na ochronę urządzeń telekomunikacyjnych poziom zakłóceń powodowany przez farmę wiatrową w miejscu przyłączenia do sieci, powinien spełniać wymagania odpowiednich przepisów telekomunikacyjnych.

## **8.8. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa**

- 8.8.1. Właściciel farmy wiatrowej ponosi odpowiedzialność za projekt i instalację zabezpieczeń chroniących farmę przed skutkami prądów 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:
- kompletności zabezpieczeń,
  - poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach wytwórczych i w rozdzielni farmy wiatrowej,
  - koordynacji z zabezpieczeniami systemu dystrybucyjnego i/lub przesyłowego.
- Analizę zabezpieczeń należy przekazać OSD.

## **8.9. Monitoring i komunikacja farmy wiatrowej z operatorem systemu**

- 8.9.1. Operator systemu, do sieci którego przyłączana jest farma wiatrowa, musi otrzymywać sygnały pomiarowe i rejestrowane parametry farmy.
- Zakres danych przekazywanych do operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego oraz miejsce ich dostarczania określa w warunkach przyłączenia OSD.
- 8.9.2. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu pomiarów wielkości z farmy wiatrowej obejmuje wartości chwilowe:
- mocy czynnej,
  - mocy biernej,

- c) napięcia i prądu w miejscu przyłączenia do sieci,
  - d) współczynnika mocy  $\cos \varphi$ ,
  - e) średniej dla farmy prędkości wiatru.
- 8.9.3. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu danych dwustanowych obejmuje:
- a) aktualny stan jednostek wytwórczych farmy, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,
  - b) stan układu regulacji częstotliwości dla farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV,
  - c) inne dane mogące skutkować wyłączeniem farmy wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.
- 8.9.4. Jako standardowe wyposażenie farmy wiatrowej przyłączanej na napięcie 110 kV powinien być stosowany system monitorowania w czasie rzeczywistym stanu i parametrów pracy, z zapewnieniem przekazywania danych do operatora systemu.
- 8.9.5. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV zapewni dostarczanie operatorowi systemu prognozy średniej godzinowej mocy farmy wiatrowej z co najmniej 24 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. OSD 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 OSD, określa OSD na etapie projektowania.
- 8.9.9. W farmie wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV powinny być zainstalowane rejestratory przebiegów zakłóceń. Rejestratory powinny zapewniać rejestrację przebiegów przez 10 s przed zakłóceniem i 60 s po zakłóceniu oraz:
- a) rejestrować w każdym polu sygnały analogowe – 3 napięcia i 3 prądy fazowe, napięcie  $3U_0$  i prąd  $3I_0$  oraz napięcia prądu stałego zasilającego aparaturę w polu,
  - b) rejestrować sygnały o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkie sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatyk na wyłączenie, wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór), sygnały załączające od układów SPZ oraz położenie biegunów aparatury łączeniowej.

## 8.10. 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 uruchomienia farmy wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu zakres, program i harmonogram przeprowadzania testów, dostarczając równocześnie inne niezbędne dokumenty, jak instrukcje układów regulacji i instrukcję współpracy ruchowej. Powyższe



dokumenty podlegają uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno być zakończone na 30 dni roboczych przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej. W testach sprawdzających powinna uczestniczyć niezależna firma ekspercka, uzgodniona pomiędzy OSD 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:

- a) charakterystyki mocy farmy wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,
- b) uruchomienia farmy wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i zmian napięcia,
- c) odstawiania farmy wiatrowej przy prędkości wiatru przekraczającej wartość, przy której osiągana jest moc znamionowa,
- d) szybkości zmian napięcia przez układ regulacji napięcia,
- e) działania układu regulacji mocy i częstotliwości,
- f) wpływ farmy wiatrowej na jakość energii.

8.10.4. OSD wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie farmy wiatrowej i przeprowadzenie testów.

8.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest OSD 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

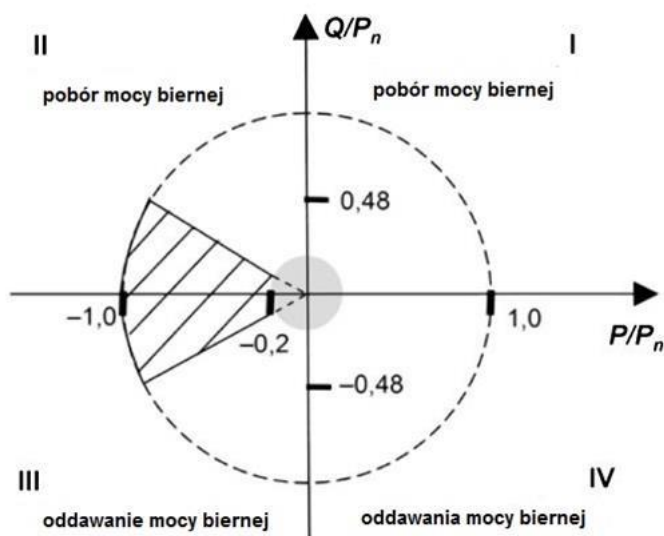
9.1.1. Wymagania w zakresie regulacji mocy biernej

9.1.1.1. Wymagania ogólne:

Mikroinstalacja przyłączona przez falownik ma być zdolna do pracy w normalnych warunkach eksploatacji w paśmie tolerancji napięcia od 0,85 Un do 1,1 Un z następującą mocą bierną:

- a) zgodnie z krzywą charakterystyki zadanej przez OSD 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.

Wymaganie to przedstawiono na rys. 1.



Rys. 1. Zdolność do generacji mocy biernej w obciążeniowym układzie odniesienia

9.1.1.2. Wymagane tryby regulacji mocy biernej:

Mikroinstalacja ma być zdolna do działania w następujących trybach sterowania:

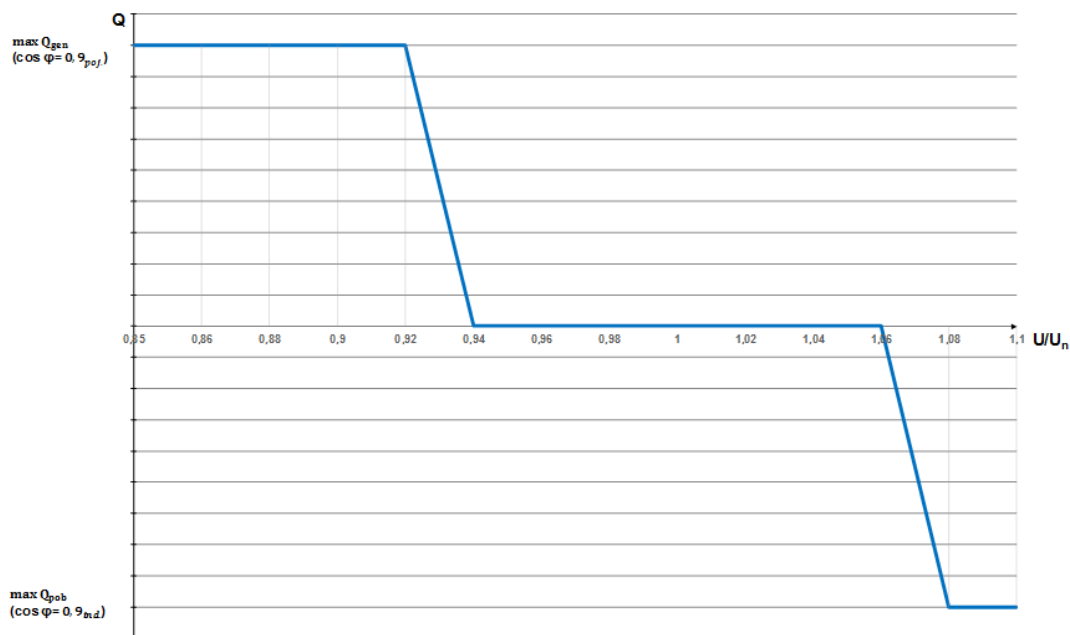
- sterowanie mocą bierną w funkcji napięcia na zaciskach generatora (tryb  $Q(U)$ ) jako tryb podstawowy,
- sterowanie współczynnikiem mocy w funkcji generacji mocy czynnej (tryb  $\cos \varphi (P)$ ), jako tryb alternatywny,
- $\cos \varphi$  stałe, nastawiane w granicach od  $\cos \varphi = 0,9_{ind}$  do  $\cos \varphi = 0,9_{poj}$ , jako tryb dodatkowy.

Konfiguracja trybów sterowania oraz ich aktywacja i dezaktywacja ma być możliwa do ustawienia w miejscu zainstalowania falownika. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia trybów pracy – zmiana trybów pracy nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

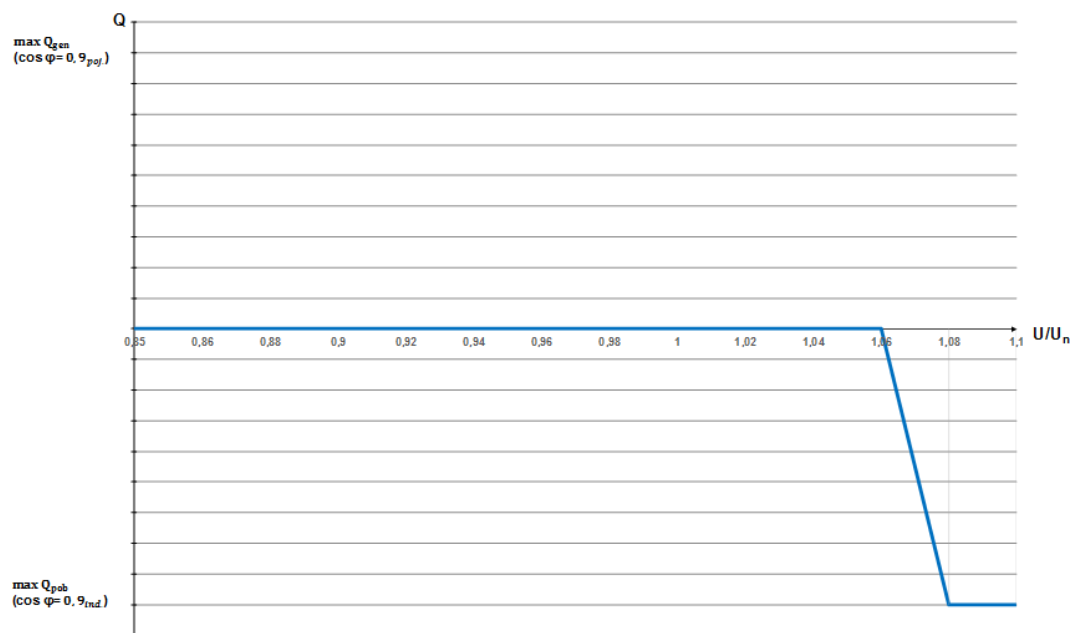
9.1.1.3. Wymagania w zakresie trybu sterowania wyjściową mocą bierną w funkcji napięcia -  $Q(U)$ :

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 OSD, 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 OSD



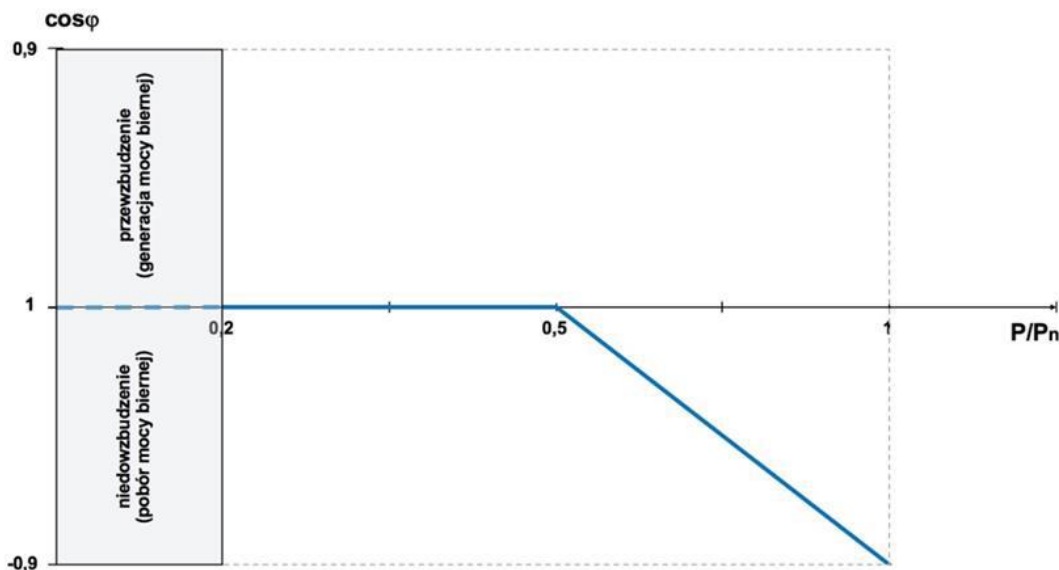
Rys. 3. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia dla falowników podłączonych jednofazowo, wymagana przez OSD

9.1.1.4. Wymagania w zakresie trybu sterowania współczynnikiem przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznym 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 OSD

### 9.1.2. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w regulację mocy czynnej

- 9.1.2.1. Mikroinstalacje o mocy zainstalowanej większej niż 10kW powinny być wyposażone w port wejściowy, który umożliwia przyjęcie od OSD polecenia ograniczenia generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej oraz polecenia zaprzestania generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej.
- 9.1.2.2. W celu spełnienia wymagań określonych w pkt 9.1.2.1. mikroinstalacje powinny być wyposażone w port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji SUNSPEC - inny port wejściowy oraz protokół komunikacji wymaga indywidualnego uzgodnienia z OSD. Urządzenia sterujące dostarcza OSD.
- 9.1.2.3. W celu uniknięcia całkowitego wyłączenia mikroinstalacji spowodowanego zadziałaniem zabezpieczenia nadnapięciowego mikroinstalacji, zaleca się aby mikroinstalacja posiadała funkcję zmniejszania mocy czynnej generowanej w funkcji wzrostu napięcia. Istotne jest, aby funkcja ta działała dopiero po wyczerpaniu możliwości regulacji napięcia poborem mocy biernej w trybie Q(U) tj. powyżej 1,08 Un. Funkcja ta nie może powodować skokowych zmian mocy generowanej.

### 9.1.3. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w układ zabezpieczeń

#### 9.1.3.1. Wymagania ogólne:

Mikroinstalacje powinny posiadać wbudowany układ zabezpieczeń, składający się co najmniej z następujących zabezpieczeń:

- dwustopniowe zabezpieczenie nadnapięciowe,
- zabezpieczenie podnapięciowe,
- zabezpieczenie podczęstotliwościowe,
- zabezpieczenie nadczęstotliwościowe,

e) zabezpieczenie od pracy wyspowej (LoM).

Nastawy poszczególnych zabezpieczeń muszą być możliwe do ustawienia w miejscu zainstalowania falownika. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia nastaw zabezpieczeń - zmiana nastaw zabezpieczeń nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

9.1.3.2. 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 <sub>LN</sub>	Obniżenie napięcia	0,85 Un	195,5 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1 <sup>1)</sup>	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 <sub>LL</sub>	Obniżenie napięcia	0,85 Un	340,0 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1 <sup>1)</sup>	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	-
<i><sup>1)</sup>10-minutowa wartość średnia, zgodnie z EN 50160. Szczegółowe wymagania w zakresie pomiaru wartości średniej zawarte są w normie PN-EN 50438:2014-02.</i>					

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.

9.1.3.3. 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.

#### 9.1.4. Załączanie mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej

Załączenie mikroinstalacji do sieci jest możliwe tylko wówczas, gdy napięcie i częstotliwość mieszczą się w dopuszczalnym zakresie napięcia i częstotliwości, w co najmniej wymaganym okresie obserwacji. Zakres częstotliwości, zakres napięcia, czas

obserwacji i gradient mocy powinny być możliwe do ustawienia w mikroinstalacji. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia tych nastaw - zmiana nastaw nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

9.1.4.1. Automatyczne ponowne załączenie po wyłączeniu przez układ zabezpieczeń:

Nastawy dla ponownego załączenia po wyłączeniu przez układ zabezpieczeń są następujące:

- a) Zakres częstotliwości od 47,5 Hz do 50,05 Hz,
- b) Zakres napięcia od 0,85 Un do 1,10 Un,
- c) Minimalny czas obserwacji: 60 s.

Po ponownym załączeniu moc czynna generowana przez mikroinstalację nie powinna przekraczać gradientu 10% Pn/min.

Nastawy poszczególnych zabezpieczeń nie mogą przekraczać granicznych wartości oraz innych parametrów ustalonych i wskazanych przez OSD, mających wpływ na pracę sieci elektroenergetycznej.

9.1.4.2. Rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej w warunkach normalnych:

Nastawy dla załączenia lub rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w wyniku rozruchu lub działania w warunkach normalnych są następujące:

- a) Zakres częstotliwości od 47,5 Hz do 50,1 Hz,
- b) Zakres napięcia od 0,85 Un do 1,10 Un,
- c) Minimalny czas obserwacji: 60 s,
- d) 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. Synchronizacja:

Synchronizacja mikroinstalacji powinna być w pełni automatyczna, co oznacza że nie jest możliwe ręczne zamknięcie łącznika pomiędzy dwoma synchronizowanymi systemami.

9.1.5. Jakość energii:

Mikroinstalacje muszą spełniać wymagania norm dotyczących jakości energii wprowadzanej do sieci oraz dyrektyw dotyczących kompatybilności elektromagnetycznej i Ustawy.

## 9.2. Praca i bezpieczeństwo mikroinstalacji

9.2.1. Nastawy zadanych wartości, możliwych do ustawienia w mikroinstalacji, muszą być możliwe do odczytania z mikroinstalacji, np. z wyświetlacza, interfejsu użytkownika lub poprzez port komunikacyjny. Tabliczka znamionowa mikroinstalacji ma posiadać co najmniej następujące informacje:

- a) Nazwę producenta lub znak firmowy,
- b) Określenie typu, 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 harmonicznym 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 od zainstalowanej mocy przedstawiono w Tabeli 2.

W przypadku wątpliwości interpretacyjnych należy wystąpić ze stosowanym zapytaniem do OSD.

Tabela nr 2. Zbiorcze zestawienie wymagań dla mikroinstalacji w zależności od mocy zainstalowanej.

<b>P<sub>n</sub> [kW]</b>	<b>P<sub>n</sub> ≤ 3,68</b>	<b>3,68 &lt; P<sub>n</sub> ≤ 10</b>	<b>10 &lt; P<sub>n</sub> ≤ 50</b>
Wymagania w zakresie zdalnego sterowania przez OSD			Możliwość zdalnego sterowania mocą czynną oraz możliwość zdalnego odłączenia mikroinstalacji tj. zaprzestania generacji mocy do sieci dystrybucyjnej
Automatyczna redukcja mocy czynnej przy f > 50,2 Hz wg zadanej charakterystyki P(f)	TAK		
Regulacja mocy biernej według zadanej charakterystyki Q(U) i cos φ (P)	TAK		
Układ zabezpieczeń: komplet zabezpieczeń nad- i podnapięciowych,	Zintegrowany z falownikiem		

nad- podczęstotliwościowych oraz od pracy wyspowej		
Sposób przyłączenia	1-fazowo lub 3-fazowo	3-fazowo

## 10. Wymagania techniczne dla magazynów energii elektrycznej przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej

### 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 A, B, C i D.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania, w momencie, gdy częstotliwość przekroczy próg częstotliwości dla trybu LFSM-O (50,2 Hz – 50,5 Hz, wartość domyślna 50,2 Hz) nie powinny zmniejszać mocy ładowania poniżej chwilowej mocy czynnej, dopóki częstotliwość nie powróci poniżej progu częstotliwości. Zaleca się, aby magazyny energii elektrycznej zwiększały moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem (w zakresie 2 do 12%, wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy ładowania w przypadku osiągnięcia maksymalnej pojemności ładowania oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości, powinny zmniejszać moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.

10.2.2. Odpowiedź mocą na obniżoną częstotliwość (tryb LFSM-U).

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, powinny być zdolne do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na obniżoną częstotliwość, analogicznie jak moduły wytwarzania C i D.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, w momencie, gdy częstotliwość przekroczy próg częstotliwości dla trybu LFSM-U (49,8 Hz - 49,5 Hz, wartość domyślna 49,8 Hz) nie powinny zmniejszać mocy rozładowania poniżej chwilowej mocy czynnej, dopóki częstotliwość nie powróci powyżej progu częstotliwości. Zaleca się, aby magazyny energii elektrycznej zwiększały moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem (w zakresie 2 do 12%, wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy rozładowania w przypadku osiągnięcia minimalnej pojemności oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości powinny 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 OSD. W ramach systemu zdalnego sterowania z właściwego ośrodka dyspozycji mocy OSD 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 wyprowadzenia mocy farmy wiatrowej).

W ramach systemu zdalnego sterowania należy zapewnić zmianę trybu regulacji farmy wiatrowej w czasie rzeczywistym (on-line).

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. OSD ma prawo do wydania polecenia zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy wiatrowej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy wiatrowej poprzez wyłączenie wyłącznika w torze wyprowadzenia mocy farmy wiatrowej, przy czym wszystkie wymagane funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane w ramach systemu zdalnego sterowania z poziomu służb dyspozytorskich OSD.

OSP, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), może za pośrednictwem służb dyspozytorskich OSD, wydać polecenie interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy wiatrowej przyłączonej do sieci OSD.

Na obszarach sieci dystrybucyjnej nieobjętych umową o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartą przez OSD z OSP, OSDp, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), może za pośrednictwem służb dyspozytorskich OSD, wydać polecenie interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy wiatrowej przyłączonej do sieci OSD.

11.1.5. W przypadku, gdy zniżenie mocy czynnej lub całkowite wyłączenie farmy wiatrowej wystąpi w sytuacji braku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, rozliczenia finansowe z tego tytułu, każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawartej z operatorem systemu wydającym polecenie zmiany parametrów pracy farmy wiatrowej lub polecenie jej wyłączenia, chyba że postanowienia warunków przyłączenia lub umów zawartych dla farmy wiatrowej nie gwarantują farmie wiatrowej niezawodnych dostaw energii elektrycznej lub wyłączają roszczenia z tytułu całkowitego wyłączenia lub zniżenia mocy czynnej

### **11.2. Zdalne sterowanie farmą fotowoltaiczną (interwencyjne) przyłączoną**

11.2.1. OSD ma 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 OSD.

OSP, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), może za pośrednictwem służb dyspozytorskich OSD, wydać polecenie interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy fotowoltaicznej przyłączonej do sieci OSD.

Na obszarach sieci dystrybucyjnej nieobjętych umową o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartą przez OSD z OSP, OSDp, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), może za pośrednictwem służb dyspozytorskich OSD, wydać polecenie interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy fotowoltaicznej przyłączonej do sieci OSD.

- 11.2.2. W przypadku gdy zniżenie mocy czynnej lub całkowite wyłączenie farmy fotowoltaicznej wystąpi w sytuacji braku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, rozliczenia finansowe z tego tytułu, każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawartej z operatorem systemu wydającym polecenie zmiany parametrów pracy farmy fotowoltaicznej lub polecenie jej wyłączenia, chyba że postanowienia warunków przyłączenia lub umów zawartych dla farmy fotowoltaicznej nie gwarantują farmie fotowoltaicznej niezawodnych dostaw energii elektrycznej lub wyłączają roszczenia z tytułu całkowitego wyłączenia lub zniżenia mocy czynnej.
- 11.2.3. Postanowienia dotyczące zdalnego (interwencyjnego) sterowania farmą fotowoltaiczną, określone w pkt 11.1.1. - 11.1.3., stosuje się odpowiednio w odniesieniu do farmy fotowoltaicznej.

## Załącznik nr 2

do Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej

# WYMAGANIA dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego

## **DZIAŁ I**

### **Wprowadzenie**

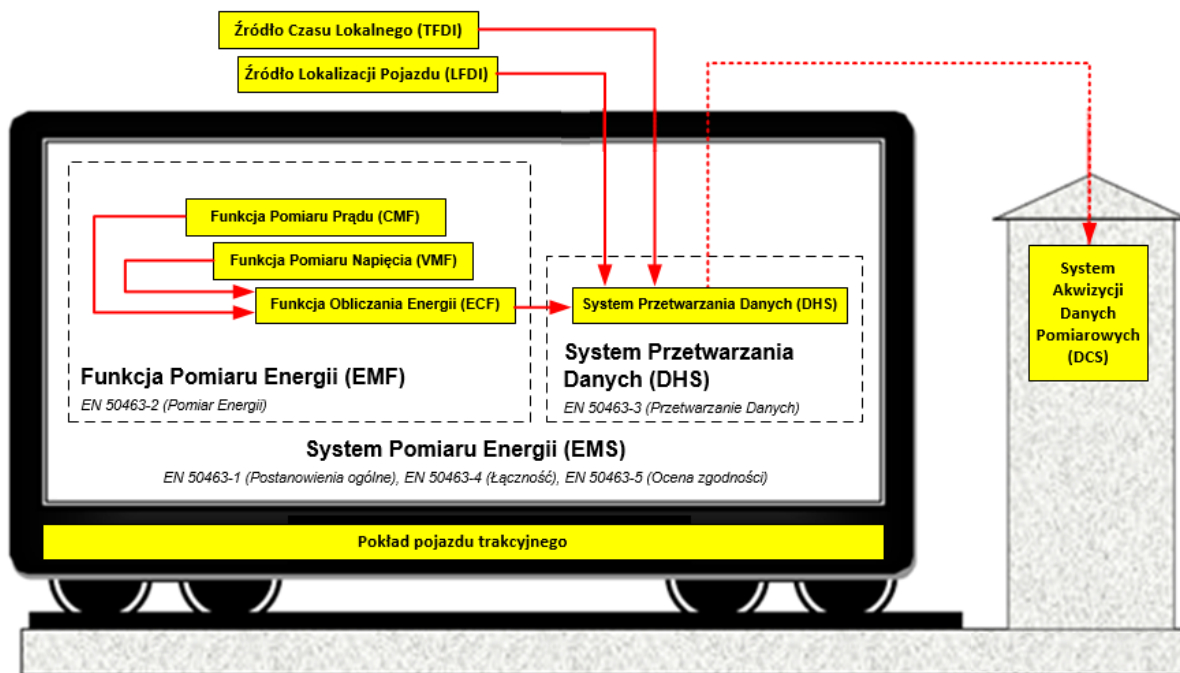
1. Niniejsze wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego (dalej „Wymagania”) stanowią Załącznik nr 2 do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (dalej „IRiESD”) PGE Energetyka Kolejowa S.A. jako operatora systemu elektroenergetycznego (dalej „OSD”).
2. Wymagania określone w niniejszym dokumencie dzielą się na cztery części i określają:
  - a) wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego eksploatowanych w dniu wejścia w życie niniejszych Wymagań do czasu modernizacji lub odnowienia wymagających spełnienia wymagań określonych w TSI (Dział II Wymagań),
  - b) wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego w przypadku braku obowiązku spełnienia wymagań określonych w TSI (Dział III Wymagań),
  - c) wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego w przypadku obowiązku spełnienia wymagań określonych w TSI (Dział IV Wymagań),
  - d) zasady współpracy z OSD w zakresie EMS (Dział V Wymagań).
3. Z zastrzeżeniem pkt 4 poniżej, wszelkie wyrażania, skróty i oznaczenia użyte w niniejszym dokumencie, jeżeli niezdefiniowane w Słowniku skrótów i definicji IRiESD, posiadają znaczenie nadane im w poszczególnych działach Wymagań.
4. Techniczne Specyfikacje Interoperacyjności (ang. *Technical Specifications for Interoperability*) (dalej „TSI”) stanowią szczegółowe wymagania techniczne i funkcjonalne, procedury i metody oceny zgodności z zasadniczymi wymaganiami dotyczącymi interoperacyjności kolei, warunki eksploatacji i utrzymania dotyczące składników interoperacyjności i podsystemów transeuropejskiego systemu kolei dużych prędkości i transeuropejskiego systemu kolei konwencjonalnej, określone przez Komisję Europejską, m.in. w:
  - a) Rozporządzeniu Komisji (UE) nr 1301/2014 z dnia 18 listopada 2014 r. w sprawie technicznych specyfikacji interoperacyjności podsystemu „Energia” systemu kolei w Unii (dalej „Rozporządzenie 1301/2014”),
  - b) Rozporządzeniu Komisji (UE) nr 1302/2014 z dnia 18 listopada 2014 r. w sprawie technicznej specyfikacji interoperacyjności odnoszącej się do podsystemu „Tabor — lokomotywy i tabor pasażerski” systemu kolei w Unii Europejskiej (dalej „Rozporządzenie 1302/2014”),
  - c) rozporządzeniu wykonawczym Komisji (UE) 2018/868 z dnia 13 czerwca 2018 r. zmieniającego rozporządzenie (UE) nr 1301/2014 oraz rozporządzenie (UE) nr 1302/2014 w odniesieniu do przepisów dotyczących systemu pomiaru energii i systemu gromadzenia danych (dalej „Rozporządzenie 2018/868”).
5. OSD nie rozstrzyga o obowiązku spełnienia przez przewoźnika kolejowego lub producenta wymagań TSI.
6. Odpowiedzialność za rozstrzygnięcie w zakresie obowiązku spełnienia wymagań TSI i zakresu zastosowania niniejszych Wymagań ponosi producent lub przewoźnik kolejowy.

**DZIAŁ II**  
**WYMAGANIA DLA URZĄDZEŃ DO POMIARU ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRĄDU STAŁEGO**  
**EKSPLOATOWANYCH W DNIU WEJŚCIA W ŻYCIE NINIEJSZYCH WYMAGAŃ DO CZASU**  
**MODERNIZACJI LUB ODNOWIENIA WYMAGAJĄCYCH SPEŁNIENIA WYMAGAŃ**  
**OKREŚLONYCH W TSI**

**Rozdział I**  
**Wprowadzenie**

**§ 1**

1. Wymagania określone w niniejszym Dziale II stosuje się dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego eksploatowanych w dniu wejścia w życie niniejszych Wymagań do czasu modernizacji lub odnowienia wymagających spełnienia wymagań określonych w TSI.
2. Na rysunku nr 1 przedstawiono strukturę funkcjonalną Systemu Pomiaru Energii EMS oraz przepływ danych między poszczególnymi elementami wchodzącymi w jego skład.
3. Wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego zostały zaktualizowane w zakresie zgodności z normą PN-EN 50463:2013 Zastosowania kolejowe – Pomiar energii na pokładzie pociągu.



**Rysunek 1 - Struktura funkcjonalna EMS i przepływ danych pomiarowych do DCS.**

## **Rozdział II** **Standardowe wielkości wejściowe**

### **§ 2**

#### **Pomiar napięcia. Maksymalne mierzone napięcia**

1. Wartość sygnału wejściowego do ECF, odpowiadająca napięciu znamionowemu ( $U_n$ ) zasilania pojazdu trakcyjnego, powinna zawierać się w granicach 0 – 10 V. Sygnał ten może być napięciem wyjściowym dzielnika napięcia lub innego przetwornika pomiarowego będącego częścią ECF lub oddzielnym urządzeniem pozwalającym na Funkcjonalny Pomiar Napięcia (VMF).
2. EMS musi poprawnie pracować w zakresie napięć o wartościach  $U_{\min 1} \leq U_n \leq U_{\max 2}$  zgodnie z normą PN-EN 50163:2006 tablica 1, a które wynoszą:
  - a.  $U_{\min 1}$  – 2000 V,
  - b.  $U_{\min 2}$  – 2000 V,
  - c.  $U_{\max 2}$  – 3900 V,
  - d.  $U_n$  – 3000 V.

### **§ 3**

#### **Pomiar prądu. Maksymalne mierzone prądy**

1. Wartość sygnału wejściowego do ECF, odpowiadająca prądowi znamionowemu  $I_n$  pojazdu trakcyjnego powinna zawierać się w granicach 0 – 10 V. Sygnał ten może być napięciem wyjściowym bocznika pomiarowego lub innego przetwornika pomiarowego będącego częścią ECF lub oddzielnym urządzeniem pozwalającym na Funkcjonalny Pomiar Prądu (CMF).
2. EMS musi poprawnie pracować w zakresie  $10\% I_n \leq I \leq 120\% I_n$ .
3. EMS powinien rozpocząć pomiar energii gdy prąd mierzony przez CMF jest większy od  $0,4\% I_n$ , a napięcie co najmniej  $U_{\min 2}$  lub większe (zgodnie z normą PN-EN 50463:2013).

## **Rozdział III** **Wymagania funkcjonalne**

### **§ 4**

#### **Dane i sygnały wejściowe**

Do Systemu Pomiaru Energii (EMS) powinny być doprowadzone następujące dane i sygnały wejściowe:

1. pomiar napięcia (VMF),
2. pomiar prądu (CMF),
3. sygnał synchronizacji czasu (TFDI w systemie DHS),
4. dane o lokalizacji pojazdu trakcyjnego (LFDI w systemie DHS).

## § 5

### Lokalizacja pojazdu trakcyjnego

1. Ze względu na to, że pojazd trakcyjny może być zasilany z terenów różnych OSDp, niezbędna jest lokalizacja miejsca poboru energii przez opomiarowane przyłącze znajdujące się na pojeździe trakcyjnym (CPID).
2. Do tego celu jak również do rozliczania zużycia energii elektrycznej, lokalizacja pojazdu trakcyjnego (LFDI) musi być wykonywana w sposób ciągły.

## § 6

### Dane wyjściowe

EMS powinien udostępniać co najmniej następujące dane wyjściowe:

- a) kod identyfikacyjny system pomiaru energii (EMS),
- b) kod identyfikacyjny pojazdu trakcyjnego CPID (12 cyfrowy EVN),
- c) czas i datę z uwzględnieniem UTC+1 i UTC+2 (CET),
- d) stany rejestrów systemu pomiaru energii (EMS),
- e) wartość energii w bieżącym i poprzednich okresach rozliczeniowych,
- f) wartość mocy w bieżącym i poprzednich okresach rozliczeniowych,
- g) lokalizację miejsca odbioru energii (LFDI),
- h) wersję firmware,
- i) wyniki autodiagnostyki,
- j) informacje o zakłóceniach i awariach (dziennik zdarzeń).

## § 7

### Stany liczydeł (EMS)

EMS powinien umożliwiać odczyt wartości zużywanej i oddawanej energii wg stanów liczydeł w odpowiedniej strefie czasowej wyrażonej w kWh z dokładnością CEBD tj. z dokładnością do pierwszego miejsca po przecinku. Wyświetlanie wszystkich informacji powinno być zgodne z kodami EDIS/OBIS wg normy PN-EN 62056-6-1.

## § 8

### Autodiagnostyka

1. EMS powinien być wyposażony w funkcję autodiagnostyki, która powinna mieć możliwość sprawdzania stanu torów pomiarowych oraz łączności pokładowej jednostki centralnej z pozostałymi elementami systemu pomiaru energii.
2. Autodiagnostyka powinna być wykonywana przy każdym rozpoczęciu pracy EMS oraz na sygnał żądania wysłany zdalnie lub bezpośrednio z panelu kontrolnego. Dane autodiagnostyki powinny być rejestrowane, a w przypadku pojawienia się błędu wysyłane natychmiast do Systemu Akwizycji Danych Pomiarowych (DCS) OSD.

## § 9

### Czas zamykania rekordów danych

Czasy zamykania rekordów danych CEBD wynosi 5 minut. Format, rodzaj oraz inne informacje powinny być zgodne z normą PN-EN 50463-3:2013.

OSD dopuszcza stosowanie zamykania rekordów w innym czasie pod warunkiem zapewnienia pełnej

IRiESD		
	Tekst ujednoczony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 199 z 266

równoważnej funkcjonalności zgodnej z zasadniczymi zapisami normy wymienionej powyżej. Profil taki nie stanowił będzie danych CEBD i powinien być przechowywany w innym odrębnym profilu. Wszelkie odstępstwa muszą być zgłoszone i uzyskać akceptację OSD.

## § 10

### Przechowywanie danych

1. EMS powinien być wyposażony w pamięć o pojemności pozwalającej na przechowywanie wszystkich danych wyjściowych przez minimum 60 dni, przy czasie zapisu danych, co 5 minut.
2. EMS powinien przechowywać dane rozliczeniowe CEBD (między innymi stany rejestrów pobranej i oddanej energii elektrycznej, wartość 10 mocy maksymalnych w okresie rozliczeniowym) w pamięci wewnętrznej nie mniej niż 12 okresów rozliczeniowych. Okres rozliczeniowy powinien być ustawiany dowolnie w zależności od potrzeb lub zapisów w umowie na świadczenie usług dystrybucyjnych, sprzedaży energii elektrycznej lub umowie kompleksowej.
3. W przypadku potrzeby zapewnienia przechowywania większej liczby informacji pojemność pamięci EMS powinna być większa niż 25% powyżej szacowanego maksymalnego wykorzystania pamięci.

## Rozdział IV Transmisja danych

## § 11

### Komunikacja bezpośrednia

1. EMS powinien być wyposażony w złącze komunikacyjne, które umożliwi dwukierunkowe przesyłanie danych z komputera przenośnego i pozwala na podgląd danych, odczyt wartości sygnałów wejściowych, odczyt danych wyjściowych oraz zmianę oprogramowania EMS w zakresie jego ustawień wewnętrznych.
2. EMS powinien umożliwiać komunikację za pomocą interfejsów komunikacyjnych odnoszących się do norm PN-EN 50463-4, PN-EN 62056-21, PN-EN 60870-5-2, PN-EN 62056-6-2.

## § 12

### Komunikacja zdalna

1. EMS powinien być przystosowany do komunikacji zdalnej za pomocą dwóch, opisanych poniżej, metod transmisji danych pomiarowych z EMS zainstalowanych w pojazdach trakcyjnych:

i) Metoda pierwsza (EMS jest wyposażony w urządzenie teletransmisyjne wewnętrzne lub zewnętrzne)

Serwer Systemu Akwizycji Danych Pomiarowych (DCS) OSD nawiązuje połączenie z DHS, następnie prowadzi transmisję i odczyt danych pomiarowych.

ii) Metoda druga (EMS jest wyposażony w urządzenie teletransmisyjne wewnętrzne lub zewnętrzne)

DHS komunikuje się on-line z EMF, zbiera i przechowuje dane pomiarowe, a po dokonaniu agregacji przesyła na wyznaczony serwer FTP (*File Transfer Protocol – protokół, który umożliwia przesyłanie plików z i na serwer poprzez sieć informatyczną*) Systemu Akwizycji Danych Pomiarowych (DCS) OSD pliki z danymi pomiarowymi. Wysłanie powinno odbywać się w zadanym kalendarzu odczytowym. Następnie serwer akwizycyjny DCS pobiera dane z



serwera FTP (OSD) i wprowadza je do Systemu Akwizycyjnego Danych Pomiarowych OSD.

2. Metody transmisji danych pomiarowych, o których mowa w ust. 1 powinny być kompatybilne i powinny zapewniać pełną integralność z Systemem Akwizycji Danych Pomiarowych (DCS) OSD.
3. Dostępne formaty przesyłania danych: XML zgodny z normą PN-EN 50463-4:2013. OSD dopuszcza stosowanie innych równoważnych formatów danych np. CSV, DAT. Wszelkie odstępstwa muszą być zgłoszone i uzyskać akceptację OSD.

### § 13

#### Wyświetlacz

1. EMS powinien być wyposażony w wyświetlacz przedstawiający co najmniej następujące dane:
  - a) kod identyfikacyjny system pomiaru energii EMS (numer),
  - b) kod identyfikacyjny przewoźnika,
  - c) kod identyfikacyjny pojazdu trakcyjnego CPID (12 cyfrowy EVN),
  - d) datę i czas (CET),
  - e) stany rejestrów energii - z dokładnością do 0,1 kWh,
  - f) wartość mocy maksymalnej – z dokładnością do 1 kW,
  - g) wyniki autodiagnostyki,
  - h) informacje o wystąpieniu zakłóceń i awarii.
2. Informacje, o których mowa w ust. 1, mogą być wyświetlane sekwencyjnie lub jednocześnie.

### § 14

#### Zasilanie

1. EMS powinien być przystosowany do zasilania prądem stałym lub przemiennym o częstotliwości 47 -63 Hz, przy czym zalecane wartości napięcia znamionowego wynoszą: 24 V DC, 48 V DC, 110 V DC, 220 V DC i 230 V AC.
2. Wartość i rodzaj napięcia mierzonego powinny być dostosowane do miejsca zainstalowania EMS lub przestawiane automatycznie w przypadku, gdy EMS posiada możliwość zasilania z różnych wartości napięć.
3. EMS musi poprawnie pracować w zakresie napięć o wartościach  $U_{min1} \leq U_n \leq U_{max2}$  zgodnie z normą PN-EN 50163:2006 tablica 1.
4. Przy zaniku napięcia mierzonego, zasilanie powinno być podtrzymywane przez wewnętrzne źródło energii o pojemności elektrycznej wystarczającej do utrzymania danych w pamięci EMS, przez co najmniej 63 dni z uwzględnieniem § 10.
5. Wymiana ogniwa podtrzymującego pracę pamięci EMS nie powinna naruszać elementów zabezpieczających EMS. Jeżeli ze względów technicznych naruszenie plomb kontroli metrologicznej jest konieczne, po takiej czynności należy wykonać ponowne wzorcowanie EMS.
6. W przypadku braku napięcia mierzonego, EMS powinien umożliwiać pozyskiwanie danych pomiarowych poprzez wykorzystanie dodatkowego źródła zasilania (np.: bezpośredniego połączenie z baterią akumulatorów pokładowych lub zastosowanie dodatkowego zewnętrznego zasilacza UPS) z zachowaniem czasu podtrzymania napięcia nie krócej niż 15 minut.

## Rozdział V

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 201 z 266

## Wymagania mechaniczne

### § 15

#### Ogólne wymagania mechaniczne

1. Konstrukcja EMS i użyte do jego budowy materiały powinny zapewniać:
  - a) ochronę przed porażeniem prądem elektrycznym,
  - b) ochronę przed skutkami wystąpienia w jego układzie nadmiernej temperatury,
  - c) ochronę przed rozprzestrzenianiem się ognia,
  - d) ochronę przed penetracją ciał stałych, kurzu i wody.
2. Wszystkie części, które są narażone na korozję w normalnych warunkach pracy muszą być pokryte dodatkową powłoką ochronną.
3. Obudowa EMS lub jego elementów składowych powinna posiadać miejsca na założenie plomb. Powinna być pokryta powłoką, którą można usunąć tylko mechanicznie oraz nie powinna się deformować pod wpływem temperatury i nacisków mechanicznych. Obudowa powinna być tak zaprojektowana i wykonana, aby dostęp do jej wnętrza był możliwy tylko po złamaniu zabezpieczeń (zerwaniu plomb) i zastosowaniu odpowiednich narzędzi. OSD dopuszcza możliwość rezygnacji z dodatkowej obudowy bocznika na rzecz przystosowania samego bocznika do plombowania.
4. Okno wyświetlacza powinno być przezroczyste i umożliwiać odczyt. Jego mechaniczne rozbicie lub wyłamanie powinno być możliwe do naprawy tylko po zdjęciu plomb i otworzeniu obudowy.
5. EMS powinien umożliwiać przewijanie ekranów przez operatora w trybie statycznym.

### § 16

#### Przetworniki pomiarowe

Przetworniki pomiarowe powinny być przystosowane do plombowania. W przypadku konieczności stosowania dodatkowej łączeniowej listwy pośredniczącej, listwa ta również powinna być przystosowana do plombowania.

### § 17

#### Połączenia elektryczne

Wszystkie połączenia elektryczne powinny spełniać wymagania normy PN-EN 60999-1 oraz PN-EN 60999-2.

### § 18

#### Odporność na temperaturę i ogień

Pod względem odporności na temperaturę i ogień EMS powinien spełniać wymagania normy PN-EN 45545-5.

### § 19

#### Ochrona przed wnikaniem ciał obcych

W celu ochrony EMS przed wnikaniem do jego wnętrza kurzu, wody i innych ciał obcych, obudowy wszystkich jego części składowych powinny posiadać stopień ochrony co najmniej IP54. Z obowiązku

tego wyłącza się przetworniki prądowe, przetworniki napięciowe oraz boczniki.

## § 20

### Dane tabliczki znamionowej

1. Każdy egzemplarz EMS powinien być wyposażony w tabliczkę znamionową, na której powinny być umieszczone następujące dane:
  - a) nazwa producenta i/lub znak firmowy,
  - b) opis typu i aktualny numer certyfikatu zgodności z normą EN 50463:2013 (lub próby typu) na osobnej etykiecie,
  - c) numer seryjny i rok produkcji,
  - d) stopień ochrony przeciwporażeniowej,
  - e) klasa dokładności EMS lub klasa odpowiednia dla różnych wejść,
  - f) napięcie(a) znamionowe,
  - g) prąd znamionowy,
  - h) stała przeliczenia (np. w formie  $x \cdot \text{imp/kWh}$ ),
  - i) znamionowe napięcie pomocnicze,
  - j) data wzorcowania na osobnej etykiecie.
2. Symbole i oznaczenia użyte na tabliczce znamionowej powinny być zgodne z normą PN-EN 62053-52.
3. Tabliczka znamionowa powinna być umieszczona na obudowie pokładowej jednostki centralnej. Na pozostałych elementach wchodzących w skład EMS powinno być umieszczone co najmniej:
  - a) nazwa producenta i/lub znak firmowy,
  - b) typ, model, wersja,
  - c) numer seryjny,
  - d) rok produkcji.

## Rozdział VI Wymagania klimatyczne

### § 21

#### Zakres temperatur

EMS powinien pracować poprawnie w zakresie zadeklarowanej klasy temperaturowej zgodnej z normą PN-EN 50155.

### § 22

#### Wilgotność względna

EMS powinien pracować poprawnie w środowisku o wilgotności względnej określonej w normie PN-EN 50155.

## **Rozdział VII Wymagania elektryczne**

### **§ 23**

#### **Wymagania dla wejść pomiarowych**

1. Minimalna rezystancja każdego z wejść napięciowych powinna być wyższa niż 20 kΩ. W przypadku, gdy przetwornik pomiarowy napięcia jest częścią ECF, wówczas minimalna rezystancja wejściowa VMF (przetwornika) uzależniona jest od jego konstrukcji.
2. Maksymalna rezystancja każdego obwodu do pomiaru prądu nie powinna być większa niż 5 [V]/I<sub>n</sub> [A].

### **§ 24**

#### **Odporność na zmiany napięcia w sieci trakcyjnej 3kV prądu stałego**

1. EMS powinien pracować poprawnie w zakresie zadeklarowanej wartości napięć z normą PN-EN 50163:2006 tablica 1.
2. Powrót napięcia do wartości znamionowych nie powinno skutkować zmianą cech metrologicznych EMS.

### **§ 25**

#### **Odporność na przeciążenia**

1. Krótkotrwałe przeciążenia nie powinny uszkodzić EMS oraz ujemnie wpłynąć na jego własności metrologiczne, a zmiana niepewności pomiaru nie powinna przekroczyć 0,5 %.
2. EMS połączony poprzez boczniki (przetworniki) pomiarowe powinien być odporny na przepływ w głównym obwodzie prądu o wartości do 50 kA w czasie 0,1 s. (zgodnie z normą PN-EN 50463 2:2013).

### **§ 26**

#### **Izolacja**

Izolacja wszystkich części EMS powinna spełniać wymagania normy PN-EN 61010-1. Izolacja pomiędzy wysokonapięciowymi wejściami pomiarowymi, a pozostałymi obwodami licznika powinna wytrzymać przez 1 min napięcie skuteczne 12 kV/50 Hz.

### **§ 27**

#### **Wpływ nagrzewania**

1. Wpływ wzrostu temperatury elementów EMS, wywołanego przepływem prądu 1,2 I<sub>n</sub> nie może spowodować zmiany niepewności pomiaru o wartości 0,7%.
2. Podczas znamionowych warunków pracy, wszelkie układy elektryczne EMS oraz ich izolacja nie powinny osiągać temperatur mogących ujemnie wpływać na pracę EMS.
3. Materiały izolacyjne powinny spełniać wymagania normy PN-EN 60085.

### **§ 28**

#### **Kompatybilność elektromagnetyczna**

Pod względem kompatybilności elektromagnetycznej EMS powinien spełniać wymagania normy PN-

IRiESD		
	Tekst ujednoczony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 204 z 266

EN 50121-3-2.

## Rozdział VIII Dokładność pomiarów

### § 29

#### Maksymalny błąd pomiaru EMF i układu pomiarowego

Dla prądu o wartości  $10\% I_n \leq I \leq 120\% I_n$  i napięcia o wartości  $U_{\min 1} \leq U_n \leq U_{\max 2}$ , w warunkach określonych w normie PN-EN 50463-2:2013, maksymalny błąd pomiaru prądu i napięcia nie powinien przekraczać 1%, przy czym maksymalny błąd pomiaru dla całego układu pomiarowego EMF (ECF, przetworniki napięcia i prądu) nie powinien przekraczać 2,0%, obliczonego zgodnie z wzorem:

$$\varepsilon_{EMF} = \sqrt{(\varepsilon_{VMF})^2 + (\varepsilon_{CMF})^2 + (\varepsilon_{ECF})^2}$$

gdzie:

- $\varepsilon_{EMF}$       maksymalny błąd EMF
- $\varepsilon_{VMF}$       maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla VMF
- $\varepsilon_{CMF}$       maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla CMF
- $\varepsilon_{ECF}$       maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla ECF.

### § 30

#### Wpływ temperatury na dokładność

Zmiany temperatury EMS nie powinny powodować zmian dokładności pomiarów większych niż 0,02%/K dla zmian temperatury  $\pm 10$  K w stosunku do temperatury znamionowej określonej przez producenta.

### § 31

#### Stała przeliczania

Stała przeliczania powinna być tak dobrana, aby impulsy pojawiające się w skutek oddziaływania zewnętrznego nie powodowały niepewności pomiaru większej niż 0,1 klasy EMS.

### § 32

#### Start pracy

EMF powinien być gotowy do pracy w ciągu 15 sekund od pojawienia się napięcia  $U_{\min 1}$ . DHS powinien być gotowy do pracy w czasie do 60 sekund od doprowadzenia napięcia pomocniczego.

## Rozdział IX

IRiESD		
	Tekst ujednoczony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 205 z 266

## Weryfikacja EMS i metrologia

### § 33

#### Sprawdzenia zgodności metrologicznej

1. W celu sprawdzenia, czy EMS (EMF, VMF, CMF) utrzymuje swoje parametry metrologiczne każdy system pomiarowy powinien być poddawany sprawdzeniu metrologicznemu – wzorcowaniu. Sprawdzenie takie powinno być wykonywane przez wyspecjalizowane laboratoria (jednostki notyfikowane lub posiadające akredytację wydaną przez Polskie Centrum Akredytacji), nie rzadziej niż co 48 miesięcy, potwierdzone uzyskaniem świadectwa wzorcowania.
2. Dla EMS zainstalowanych lub oddanych do eksploatacji przed 15 października 2015 r. EMS, powinny być wzorcowane wg punktów pomiarowych (sprawdzających dokładność zużycia energii pobranej oraz oddanej) wskazanych w poniższej tabeli.

<b>Punkty pomiarowe wzorcowania</b>			
<b>Lp.</b>	<b>I</b>	<b>U</b>	<b>Uwagi</b>
1	0,04 I <sub>n</sub>	1,0 U <sub>n</sub>	czas rejestracji pomiaru ≥ 15 min
2	0,1 I <sub>n</sub>	1,0 U <sub>n</sub>	
3	0,5 I <sub>n</sub>	1,0 U <sub>n</sub>	
4	1,0 I <sub>n</sub>	1,0 U <sub>n</sub>	
5	1,2 I <sub>n</sub>	1,0 U <sub>n</sub>	
6	0,25 I <sub>n</sub>	0,9 U <sub>n</sub>	
7	0,8 I <sub>n</sub>	0,9 U <sub>n</sub>	
8	1,0 I <sub>n</sub>	0,9 U <sub>n</sub>	
9	1,0 I <sub>n</sub>	1,1 U <sub>n</sub>	
10	1,2 I <sub>n</sub>	1,1 U <sub>n</sub>	

3. Dla EMS zgodnych z normą PN-EN 50463:2013 zainstalowanych i oddanych do eksploatacji, EMS powinny być wzorcowane zgodnie z zapisami tej normy.
4. OSD ma prawo do przeprowadzenia z własnej inicjatywy lub na wniosek odbiorcy kontroli mającej na celu sprawdzenie prawidłowości eksploatacji i działania układów pomiarowych oraz rozliczeń zużycia energii elektrycznej.

### § 34

#### Próba typu

1. Dla EMS zainstalowanych lub oddanych do eksploatacji **przed 15 października 2015 r.** EMS powinny posiadać świadectwo przeprowadzenia próby typu wydane przez wyspecjalizowane laboratoria (jednostki notyfikowane lub posiadające akredytację wydaną przez Polskie Centrum Akredytacji), w zakresie przeprowadzonego w pełnym zakresie badania, o którym mowa w normie PN-EN 50463:2008.

2. Dla EMS zainstalowanych lub oddanych do eksploatacji **po 15 października 2015 r.** EMS powinny posiadać świadectwo (lub świadectwa) przeprowadzenia certyfikacji w zakresie zgodności z normą PN-EN 50463:2013 (wszystkie tomy). Certyfikat taki może wydać wyspecjalizowane laboratorium, jednostka notyfikowana lub podmiot posiadający akredytację wydaną przez upoważniony podmiot akredytujący państwa członkowskiego Unii Europejskiej.

## § 35

### Informacje dodatkowe

1. Przewoźnik kolejowy przekazuje OSD informacje i dokumentację systemu EMS celem potwierdzenia integralności stosowanych w pojazdach trakcyjnych typów urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego stanowiących system EMS z systemem OSD. OSD dokonywać będzie potwierdzenia wskazując ważne informacje o elementach mających wpływ na prawidłowość rozliczeń wraz z zastosowanym firmware urządzenia. Wszystkie składane dokumenty oraz dokumentacje techniczno-ruchowe systemu pomiarowego EMS powinny być w języku polskim (lub przetłumaczone na język polski przez tłumacza).
2. W przypadku gdy pojazd trakcyjny wyposażony zostanie w EMS i będzie eksploatowany na sieci kolejowej zarządzanej przez innego zarządcę infrastruktury niż Polskie Linie Kolejowe S.A. lub poza granicami kraju, należy stosować odpowiednie zapisy normy PN-EN 50463:2013 (wszystkie tomy).

## § 36

## Symbole, skróty i oznaczenia

Dla celów tego Działu II Wymagań stosuje się następujące skróty i symbole:

## Skróty

EMS	System Pomiaru Energii	Energy Measurement System
EMF	Funkcja Pomiaru Energii	Energy Measurement Function
VMF	Funkcja Pomiar Napięcia	Voltage Measurement Function
CMF	Funkcja Pomiaru Prądu	Current Measurement Function
ECF	Funkcja Obliczania Energii	Energy Calculation Function
CPID	Kod Identyfikujący Punkt Odbioru Energii	Consumption Point ID
LFDI	Źródło Lokalizacji punktu poboru	Location Function to DHS interface
TFDI	Źródło daty i czasu UTC	UTC Source to DHS Interface
UTC	Data i czas	Coordinated Universal Time
CET	Data i czas środkowo europejski	Central European Time (UTC+1/ UTC+2)
DHS	System Przetwarzania Danych	Data Handling System
EVN	Europejski Numer Pojazdu	European Vehicle Number
DCS	System Akwizycji Danych Pomiarowych	Date Collection System
CEBD	Zestawione dane rozliczeniowe energii	Compiled Energy Billing Data
OTS	Odbiór Techniczny Specjalny	Dokument wystawiany przez OSD
	WYMAGANIA	Wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego PGE Energetyka Kolejowa S.A.



## Symbole

$I_n$	prąd znamionowy
$U_{max1}$	najwyższe stałe napięcie zgodnie z PN-EN 50163:2006
$U_{max2}$	najwyższe stałe napięcie zgodnie z PN-EN 50163:2006
$U_{max3}$	najwyższe stałe napięcie zgodnie z PN-EN 50163:2006
$U_{min1}$	najniższe stałe napięcie zgodnie z PN-EN 50163:2006
$U_{min2}$	najniższe stałe napięcie zgodnie z PN-EN 50163:2006
$U_n, EMF$	napięcie pierwotne EMF
$U_n, VMF$	znamionowe napięcie VMF
$\varepsilon_{EMF}$	maksymalny błąd EMF
$\varepsilon_{VMF}$	maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla VMF
$\varepsilon_{CMF}$	maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla CMF
$\varepsilon_{ECF}$	maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla ECF

Wykaz norm użytych w niniejszym Dziale II Wymagań:

1. PN-EN 50463-1:2013-06 – Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 1: Postanowienia ogólne,
2. PN-EN 50463-2:2013-06 – Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 2: Pomiar energii,
3. PN-EN 50463-3:2013-08 – Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 3: Przetwarzanie danych,
4. PN-EN 50463-4:2013-06 – Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 4: Komunikacja,
5. PN-EN 50463-5:2013-06 – Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 5: Ocena zgodności,
6. PN-EN 50163:2006 - Zastosowania kolejowe - Napięcia zasilania systemów trakcyjnych,
7. PN-EN 62056-6-1 - Wymiana danych w pomiarach energii elektrycznej - Zespół DLMS/COSEM - Część 6-1: System identyfikacji obiektów (OBIS),
8. PN-EN 62056-21 - Pomiar elektryczny - Wymiana danych w celu odczytu liczników, sterowania taryfami i obciążeniem - Część 21: Lokalna bezpośrednia wymiana danych,
9. PN-EN 60870-5-2 - Urządzenia i systemy telesterowania - Część 5-2: Protokoły transmisyjne - Procedury transmisyjne,
10. PN-EN 62056-6-2 - Wymiana danych w pomiarach energii elektrycznej - Zespół DLMS/COSEM - Część 6-2: Klasy interfejsu COSEM,
11. PN-EN 60999-1 - Osprzęt połączeniowy,
12. PN-EN 45545-5 - Kolejnictwo - Ochrona przeciwpożarowa w pojazdach szynowych,
13. PN-EN 62053-52 - Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej - Wymagania szczegółowe - Część 52: Symbole,
14. PN-EN 50155 - Zastosowania kolejowe - Wyposażenie elektroniczne stosowane w taborze,

15. PN-EN 61010-1 - Wymagania bezpieczeństwa dotyczące elektrycznych przyrządów pomiarowych, automatyki i urządzeń laboratoryjnych - Część 1: Wymagania ogólne
16. PN-EN 60085 - Izolacja elektryczna - Ocena termiczna i oznaczenia,
17. PN-EN 50121-3-2 - Zastosowania kolejowe - Kompatybilność elektromagnetyczna - Część 3-2: Tabor – Aparatura.

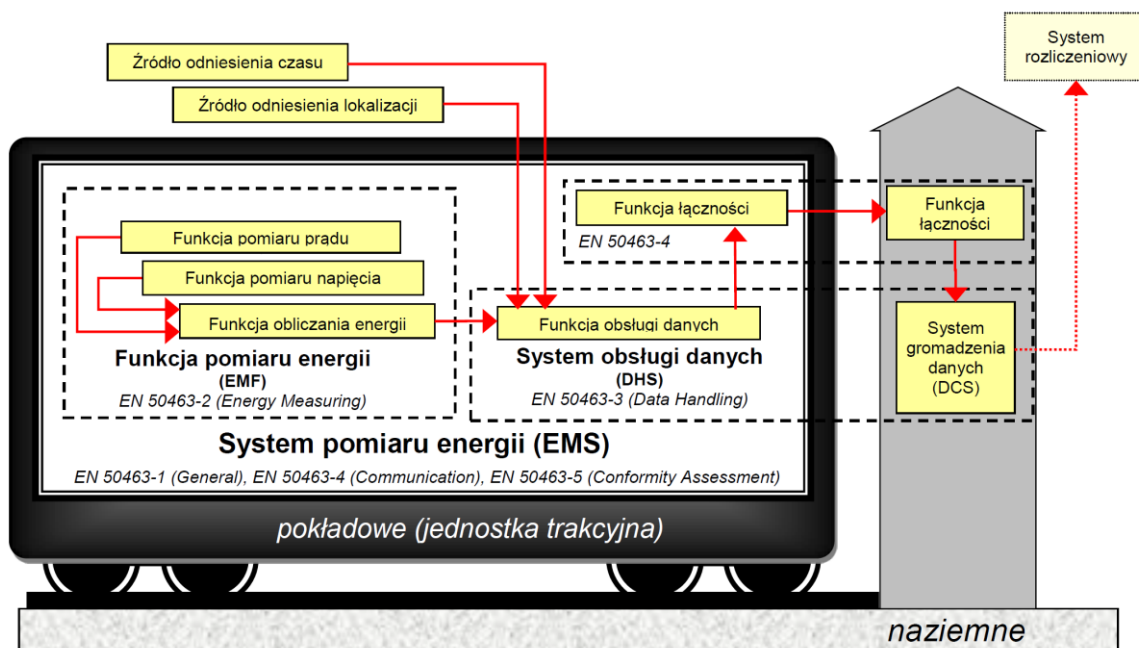
Wszystkie przywołane normy są aktualne z wykazem norm Polskiego Komitetu Normalizacyjnego oraz aktualne z dniem publikacji Wymagań.

**DZIAŁ III**  
**WYMAGANIA DLA URZĄDZEŃ DO POMIARU ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRĄDU STAŁEGO W**  
**PRZYPADKU BRAKU OBOWIĄZKU SPEŁNIENIA WYMAGAŃ OKREŚLONYCH W TSI**

**Rozdział I**  
**Wprowadzenie**

**§ 1**

1. Wymagania określone w niniejszym Dziale III stosuje się dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego w przypadku braku obowiązku spełnienia przez przewoźnika kolejowego i producenta wymagań określonych w TSI.
2. Niniejsze WYMAGANIA są stosowane w przypadku, gdy producenci i przewoźnicy kolejowi nie stosują wymagań TSI.
3. Na rysunku nr 1 przedstawiono strukturę funkcjonalną Systemu Pomiaru Energii EMS oraz przepływ danych między poszczególnymi elementami wchodzącymi w jego skład.
4. Wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego zostały zaktualizowane w zakresie zgodności z normami:
  - a. PN-EN 50463-1:2018-01 Zastosowania kolejowe - Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 1: Postanowienia ogólne;
  - b. PN-EN 50463-2:2018-01 Zastosowania kolejowe - Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 2: Pomiar energii;
  - c. PN-EN 50463-3:2018-01 Zastosowania kolejowe - Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 3: Przetwarzanie danych;
  - d. PN-EN 50463-4:2018-01 Zastosowania kolejowe - Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 4: Komunikacja;
  - e. PN-EN 50463-5:2018-01 Zastosowania kolejowe - Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 5: Ocena zgodności.



Rysunek 1 - Struktura funkcjonalna EMS i przekazywania danych

## Rozdział II Standardowe wielkości wejściowe

### § 2

#### Pomiar napięcia. Maksymalne mierzone napięcia

1. Wartość sygnału wejściowego do ECF, odpowiadająca napięciu znamionowemu ( $U_n$ ) zasilania pojazdu trakcyjnego, powinna wynosić:
  - a. dla czujników z wyjściem napięciowym: 2 V, 4 V lub 10 V;
  - b. dla czujników z wyjściem prądowym: 20 mA, 50 mA lub 100 mA.Sygnał ten może być napięciem wyjściowym dzielnika napięcia lub innego przetwornika pomiarowego będącego częścią ECF lub oddzielnym urządzeniem pozwalającym na Funkcjonalny Pomiar Napięcia (VMF).
2. EMS musi poprawnie pracować w zakresie napięć o wartościach  $U_{min1} \leq U_n \leq U_{max2}$  zgodnie z normą PN-EN 50163:2006 tablica 1, a które wynoszą:
  - a.  $U_{min1}$  – 2000 V,
  - b.  $U_{min2}$  – 2000 V,
  - c.  $U_{max2}$  – 3900 V,
  - d.  $U_n$  – 3000 V.

### § 3

#### Pomiar prądu. Maksymalne mierzone prądy

1. Wartość sygnału wejściowego do ECF, odpowiadająca prądowi znamionowemu  $I_n$  pojazdu trakcyjnego powinna wynosić:
  - a. dla czujników z wyjściem napięciowym: 22,5 mV, 150 mV, 200 mV, 225 mV, 4 V lub 10 V,
  - b. dla czujników z wyjściem prądowym: 50 mA, 100 mA, 200 mA, 400 mA, 500 mA, 800 mA, 1 A, 2 A lub 5 A.Sygnał ten może być napięciem wyjściowym bocznika pomiarowego lub innego przetwornika pomiarowego będącego częścią ECF lub oddzielnym urządzeniem pozwalającym na Funkcjonalny Pomiar Prądu (CMF).
2. EMS musi poprawnie pracować w zakresie  $0,4\% I_n \leq I \leq 120\% I_n$ .
3. EMS powinien rozpocząć pomiar energii gdy prąd mierzony przez CMF jest większy od  $0,4\% I_n$ , a napięcie co najmniej  $U_{min2}$  lub większe (zgodnie z normą PN-EN 50463-2:2018-01).

## Rozdział III Wymagania funkcjonalne

### § 4

#### Dane i sygnały wejściowe

Do Systemu Pomiaru Energii (EMS) powinny być doprowadzone następujące dane i sygnały wejściowe:

1. pomiar napięcia (VMF),
2. pomiar prądu (CMF),

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 213 z 266

3. sygnał synchronizacji czasu (TFDI – interfejs źródło UTC w systemie DHS),
4. dane o lokalizacji pojazdu trakcyjnego (LFDI – interfejs funkcja lokalizacji w systemie DHS).

## **§ 5**

### **Lokalizacja pojazdu trakcyjnego**

1. Ze względu na to, że pojazd trakcyjny może być zasilany z terenów różnych OSDp lub i OSP, niezbędna jest lokalizacja miejsca poboru energii przez interfejs funkcja lokalizacji (LFDI).
2. Lokalizacja pojazdu trakcyjnego (LFDI) musi być wykonywana w sposób ciągły.
3. Na otwartej przestrzeni lokalizacja pojazdu powinna być z dokładnością minimum 250 m.

## **§ 5a**

### **Identyfikator punktu poboru**

Każdemu EMS należy przypisać unikalny identyfikator punktu poboru (CPID).

Na CPID składa się zawartość następujących pól:

- 1) NVR - kodu krajowego rejestru pojazdów;
- 2) VKM – identyfikator dysponenta pojazdu;
- 3) EVN - europejskiego numeru pojazdu / numeru OTIF;
- 4) EMSID – ID systemu pomiaru energii.

Gdy CPID jest prezentowany jako ciąg, powinien być złożony zgodnie ze schematem: [NVR]\_[VKM]\_[EVN][EMSID].

CPID powinien być przechowywany w pamięci nieulotnej systemu EMS. Należy zastosować procedury ochrony dla zabezpieczenia przed nieautoryzowanymi zmianami CPID.

## **§ 6**

### **Dane wyjściowe**

1. EMS powinien udostępniać co najmniej następujące dane wyjściowe:
  - a) dane dotyczące czasu;
  - b) dane dotyczące energii, wartości przyrostów;
  - c) dane dotyczące lokalizacji;
  - d) kody jakości dotyczące:
    - i. czasu;
    - ii. energii;
    - iii. lokalizacji;
  - e) dane dotyczące energii, wartości indeksów (opcjonalnie);
  - f) kod systemu trakcji (opcjonalnie).

Powyższe zbiorcze dane do celów rozliczania energii powinny być wygenerowane na zakończenie każdego referencyjnego przedziału czasu TRP.

2. Dodatkowo wymaga się udostępniania danych:
  - a) wartość energii w bieżącym i poprzednich okresach rozliczeniowych,
  - b) wartość mocy w bieżącym i poprzednich okresach rozliczeniowych,
  - c) wersję firmware,
  - d) wyniki autodiagnostyki,
  - e) informacje o zakłóceniach i awariach (dziennik zdarzeń).

## § 7

### Stany liczydeł (EMS)

EMS powinien umożliwiać odczyt wartości zużywanej i oddawanej energii wg stanów liczydeł w odpowiedniej strefie czasowej wyrażonej w kWh z dokładnością CEBD tj. z dokładnością do pierwszego miejsca po przecinku. Wyświetlanie wszystkich informacji powinno być zgodne z kodami EDIS/OBIS wg normy PN-EN 62056-6-1:2018-02.

## § 8

### Autodiagnostyka

1. EMS powinien być wyposażony w funkcję autodiagnostyki, która powinna mieć możliwość sprawdzania stanu torów pomiarowych oraz łączności pokładowej jednostki centralnej z pozostałymi elementami systemu pomiaru energii.
2. Autodiagnostyka powinna być wykonywana przy każdym rozpoczęciu pracy EMS oraz na sygnał żądania wysłany zdalnie lub bezpośrednio z panelu kontrolnego. Dane autodiagnostyki powinny być rejestrowane, a w przypadku pojawienia się błędu wysyłane natychmiast do Systemu Akwizycji Danych Pomiarowych OSD.

## § 9

### Czas zamykania rekordów danych

- 1) Za przedziały czasu TRP należy przyjmować kolejne 5-minutowe okresy, począwszy od stempla czasowego 0000 (mmss).
- 2) Dane dotyczące czasu, które mają być wykorzystywane w CEBD, powinny być czasem końca TRP.
- 3) DHS może tworzyć i przysyłać, z DHS do innych systemów pokładowych lub naziemnych, dane z krótszych okresów niż TRP, ale dane takie nie są uważane za CEBD.
- 4) OSD dopuszcza stosowanie zamykania rekordów w innym czasie pod warunkiem zapewnienia pełnej równoważnej funkcjonalności zgodnej z zasadniczymi zapisami normy wymienionej powyżej. Profil taki nie stanowił będzie danych CEBD i powinien być przechowywany w innym odrębnym profilu. Wszelkie odstępstwa muszą być zgłoszone i uzyskać akceptację OSD.

## § 10

### Przechowywanie danych

1. EMS powinien przechowywać dane przez okres nie krótszy niż wskazany poniżej.
  - a. parametry oprogramowania i systemu: do momentu zastąpienia przez upoważnionego użytkownika;
  - b. CEBD: ostatnie minimum 60 dni;
  - c. pliki rejestru związane z CEBD oraz z danymi dotyczącymi CEBD: ostatnie 60 dni;
  - d. wszelkie inne dane: brak minimalnych wymagań.
2. Wszystkie dane starsze niż minimalny wymagany okres przechowywania mogą zostać nadpisane lub skasowane.
3. EMS może posiadać funkcję (reset) umożliwiającą wyczyszczenie zawartości pamięci podczas instalacji.
4. EMS powinien przechowywać dane rozliczeniowe CEBD (między innymi stany rejestrów pobranej i oddanej energii elektrycznej, wartość 10 mocy maksymalnych w okresie rozliczeniowym) w pamięci wewnętrznej nie mniej niż 12 okresów rozliczeniowych. Okres

rozliczeniowy powinien być ustawiany dowolnie w zależności od potrzeb lub zapisów w umowie na świadczenie usług dystrybucyjnych oraz sprzedaży energii elektrycznej.

5. Pojemność pamięci danych DHS powinna zaspokajać wszystkie potrzeby w zakresie przechowywania danych bez wyzwań eksploatacyjnych. Powinna ona przekraczać o ponad 25 % szacowane maksymalne wykorzystanie pamięci.

## **Rozdział IV Transmisja danych**

### **§ 11**

#### **Komunikacja bezpośrednia**

1. EMS powinien być wyposażony w złącze komunikacyjne wykorzystywane w celach utrzymania i komunikacji z innymi systemami pokładowymi, które umożliwia dwukierunkowe przesyłanie danych z komputera przenośnego i pozwala na podgląd danych, odczyt wartości sygnałów wejściowych, odczyt danych wyjściowych oraz zmianę oprogramowania EMS w zakresie jego ustawień wewnętrznych.
2. EMS powinien umożliwiać komunikację za pomocą interfejsów komunikacyjnych odnoszących się do norm PN-EN 50463-4, PN-EN 60870-5-2.

### **§ 12**

#### **Komunikacja zdalna**

1. EMS powinien być przystosowany do komunikacji zdalnej – wyposażony w urządzenie teletransmisyjne wewnętrzne lub zewnętrzne.
2. EMS komunikuje się on-line z naziemnym systemem gromadzenia danych (DCS) i przekazuje zebrane dane pomiarowe przechowywane w pamięci, w określonym interwale czasowym. Po przekazaniu danych EMS powinien odczytać wiadomości i polecenia wystawiane przez DCS.
3. EMS powinien wykorzystywać protokół HTTP lub FTP ze skrzynką pocztową. Protokoły powinny być zgodne z EN-PN 50463-4:2018.
4. Ochrona danych powinna być zgodna z EN-PN 50463-4:2018, a dostęp do danych i struktur EMS powinien pozostawać pod kontrolą dostępu zgodnie z EN-PN 50463-1:2018.
5. Metody transmisji danych pomiarowych, o których mowa w ust. 1 powinny być kompatybilne i powinny zapewniać pełną integralność z SADP OSD.
6. Dostępne formaty przesyłania danych: XML zgodny z normą PN-EN 50463-4:2018. OSD dopuszcza stosowanie innych równoważnych formatów danych np. CSV, DAT. Wszelkie odstępstwa muszą być zgłoszone i uzyskać akceptację OSD.

### **§ 13**

#### **Wyświetlacz**

1. EMS powinien być wyposażony w wyświetlacz przedstawiający co najmniej następujące dane:
  - a) identyfikator punktu poboru (CPID).
  - b) datę i czas,
  - c) stany rejestrów energii - z dokładnością do 0,1 kWh
  - d) wartość mocy maksymalnej – z dokładnością do 1 kW,
  - e) wyniki autodiagnostyki,



- f) informacje o wystąpieniu zakłóceń i awarii.
2. Informacje, o których mowa w ust. 1, mogą być wyświetlane sekwencyjnie lub jednocześnie.

## § 14

### Zasilanie

- EMS musi poprawnie pracować w zakresie napięć o wartościach  $U_{\min 1} \leq U_n \leq U_{\max 2}$  zgodnie z normą PN-EN 50163:2006 tablica 1.
- Przy zaniku podstawowego napięcia zasilającego EMS, zasilanie powinno być podtrzymywane przez wewnętrzne rezerwowe źródło energii o pojemności elektrycznej wystarczającej do utrzymania danych w pamięci EMS, przez co najmniej 60 dni z uwzględnieniem § 10.
- Wymiana ogniwa podtrzymującego pracę pamięci EMS nie powinna naruszać elementów zabezpieczających EMS. Jeżeli ze względów technicznych naruszenie plomb kontroli metrologicznej jest konieczne, po takiej czynności należy wykonać ponowne wzorcowanie EMS.
- W przypadku braku napięcia mierzonego, EMS powinien umożliwiać pozyskiwanie danych pomiarowych poprzez wykorzystanie dodatkowego źródła zasilania (np.: bezpośredniego połączenie z baterią akumulatorów pokładowych lub zastosowanie dodatkowego zewnętrznego zasilacza UPS) z zachowaniem czasu podtrzymania napięcia nie krócej niż 15 minut.
- Główne wejścia prądowe i napięciowe systemu EMS powinny być izolowane od wszystkich wyjść odsłoniętych i dostępnych w normalnych warunkach pracy. Materiał izolacyjny powinien być zgodny z właściwymi wymaganiami EN 60085. Znamionowy poziom izolacji EMS powinien spełniać wymagania normy PN-EN 50124 1:2001.

## Rozdział V

### Wymagania mechaniczne

## § 15

### Ogólne wymagania mechaniczne

- Konstrukcja EMS i użyte do jego budowy materiały powinny zapewniać:
  - ochronę przed porażeniem prądem elektrycznym,
  - ochronę przed skutkami wystąpienia w jego układzie nadmiernej temperatury,
  - ochronę przed rozprzestrzenianiem się ognia,
  - ochronę przed penetracją ciał stałych, kurzu i wody.
- Wszystkie części, które są narażone na korozję w normalnych warunkach pracy muszą być pokryte dodatkową powłoką ochronną.
- Obudowa EMS lub jego elementów składowych powinna posiadać miejsca na założenie plomb. Powinna być pokryta powłoką, którą można usunąć tylko mechanicznie oraz nie powinna się deformować pod wpływem temperatury i nacisków mechanicznych. Obudowa powinna być tak zaprojektowana i wykonana, aby dostęp do jej wnętrza był możliwy tylko po złamaniu zabezpieczeń (zerwaniu plomb) i zastosowaniu odpowiednich narzędzi. OSD dopuszcza możliwość rezygnacji z dodatkowej obudowy bocznika na rzecz przystosowania samego bocznika do plombowania.
- Okno wyświetlacza powinno być przezroczyste i umożliwiać odczyt. Jego mechaniczne rozbicie lub wyłamanie powinno być możliwe do naprawy tylko po zdjęciu plomb i otworzeniu obudowy.
- EMS powinien umożliwiać przewijanie ekranów przez operatora w trybie statycznym.
- Przyrządy przeznaczone do zainstalowania na pokładzie taboru powinny być zgodne z mającymi zastosowanie wymaganiami mechanicznymi zdefiniowanymi w EN 50125 1 i EN 50155.

7. Wszystkie komponenty systemu EMS wymagające ochrony środowiskowej powinny być montowane w obudowach zgodnych z EN 60529.

## § 16

### Przetworniki pomiarowe

Przetworniki pomiarowe powinny być przystosowane do plombowania. W przypadku konieczności stosowania dodatkowej łączeniowej listwy pośredniczącej, listwa ta również powinna być przystosowana do plombowania.

## § 17

### Połączenia elektryczne

Wszystkie połączenia elektryczne powinny spełniać wymagania normy PN-EN 60999-1 oraz PN-EN 60999-2.

## § 18

### Odporność na temperaturę i ogień

Pod względem odporności na temperaturę i ogień EMS powinien spełniać wymagania normy PN-EN 45545-2 i PN-EN 45545-5.

## § 19

### Ochrona przed wnikaniem ciał obcych

W celu ochrony EMS przed wnikaniem do jego wnętrza kurzu, wody i innych ciał obcych, obudowy wszystkich jego części składowych powinny posiadać stopień ochrony adekwatny do miejsca instalacji danej części EMS. Z obowiązku tego wyłącza się przetworniki prądowe, przetworniki napięciowe oraz boczniki.”

## § 20

### Dane tabliczki znamionowej

- Każdy egzemplarz EMS powinien być wyposażony w tabliczkę znamionową, na której powinny być umieszczone następujące dane:
  - nazwa producenta i/lub znak firmowy,
  - opis typu i aktualny numer certyfikatu zgodności z normą EN 50463:2018 (lub próby typu) na osobnej etykiecie,
  - numer seryjny i rok produkcji,
  - stopień ochrony przeciwporażeniowej,
  - numer firmware,
  - napięcie(a) znamionowe,
  - prąd znamionowy,
  - stała przeliczenia (np. w formie  $x \cdot \text{imp/kWh}$ ),
  - znamionowe napięcie pomocnicze,
  - data wzorcowania na osobnej etykiecie.
- Symbole i oznaczenia użyte na tabliczce znamionowej powinny być zgodne z normą PN-EN 62053-52.
- Tabliczka znamionowa powinna być umieszczona na obudowie pokładowej jednostki centralnej. Na pozostałych elementach wchodzących w skład EMS powinno być umieszczone co najmniej:
  - nazwa producenta i/lub znak firmowy,
  - typ, model, wersja,
  - numer seryjny,
  - rok produkcji.

## **Rozdział VI Wymagania klimatyczne**

### **§ 21**

#### **Zakres temperatur**

EMS powinien pracować poprawnie w zakresie zadeklarowanej klasy temperaturowej zgodnej z normą PN-EN 50125-1 i PN-EN 50155.

### **§ 22**

#### **Wilgotność względna**

EMS powinien pracować poprawnie w środowisku o wilgotności względnej określonej w normie PN-EN 50125-1.

## **Rozdział VII Wymagania elektryczne**

### **§ 23**

#### **Wymagania dla wejść pomiarowych**

1. Minimalna rezystancja każdego z wejść napięciowych powinna być wyższa niż 20 kΩ. W przypadku, gdy przetwornik pomiarowy napięcia jest częścią ECF, wówczas minimalna rezystancja wejściowa VMF (przetwornika) uzależniona jest od jego konstrukcji.
2. Maksymalna rezystancja każdego obwodu do pomiaru prądu nie powinna być większa niż 5 [V]/I<sub>n</sub> [A].
3. Pobór mocy każdego wejścia prądowego i napięciowego nie powinien przekraczać 4,0 VA.

### **§ 24**

#### **Odporność na zmiany napięcia w sieci trakcyjnej 3kV prądu stałego**

1. EMS powinien pracować poprawnie w zakresie zadeklarowanej wartości napięć z normą PN-EN 50163:2006 tablica 1.
2. Powrót napięcia do wartości znamionowych nie powinno skutkować zmianą cech metrologicznych EMS.

### **§ 25**

#### **Odporność na przeciążenia**

EMS połączony poprzez boczniki (przetworniki) pomiarowe powinien być odporny na przepływ w głównym obwodzie prądu o wartości do 50 kA w czasie 0,1 s.

### **§ 26**

#### **Odporność na zmiany napięcia zasilania**

Zmiany napięcia zasilania zgodnie z normą PN-EN 50155 nie powinny wprowadzać błędów pomiaru

IRiESD		
	Tekst ujednoczony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 219 z 266

prądu i napięcia większego niż 0,4 %.

## § 28

### Kompatybilność elektromagnetyczna

Pod względem kompatybilności elektromagnetycznej EMS powinien spełniać wymagania normy PN-EN 50121-3-2.

## Rozdział VIII

### Dokładność pomiarów

## § 29

### Maksymalny błąd pomiaru

Funkcja pomiaru energii powinna być dokonywana z klasą dokładności  $N = 1,0 R$  lub lepszą. Dla prądu o wartości  $10\% I_n \leq I \leq 120\% I_n$  i napięcia o wartości  $U_{min1} \leq U_n \leq U_{max2}$ , maksymalny błąd pomiaru prądu i napięcia oraz pomiaru energii nie powinien przekraczać 1%, obliczonego zgodnie z wzorem:

$$\varepsilon_{EMF} = \sqrt{(\varepsilon_{VMF})^2 + (\varepsilon_{CMF})^2 + (\varepsilon_{ECF})^2}$$

gdzie:

$\varepsilon_{EMF}$	maksymalny błąd EMF
$\varepsilon_{VMF}$	maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla VMF
$\varepsilon_{CMF}$	maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla CMF
$\varepsilon_{ECF}$	maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla ECF

## § 30

### Wpływ temperatury na dokładność

1. Wpływ zmian temperatury otoczenia na błąd pomiaru energii (EMF) powinna być zgodna z wymaganiami normy EN 50463-2.
2. Zmiany dokładności pomiaru energii spowodowane samonagrzewaniem się elementów w wyniku przepływu prądu o wartości 120 %  $I_n$  nie mogą przekroczyć 0,4 N.

## § 31

### Stała przeliczania

Stała przeliczania powinna być tak dobrana, aby impulsy pojawiające się w skutek oddziaływania

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 220 z 266

zewnętrznego nie powodowały niepewności pomiaru większej niż 0,1 klasy EMS.

### § 32

#### Start pracy

1. EMF powinien być gotowy do pracy w ciągu 15 sekund od pojawienia się napięcia  $U_{\min 1}$ .
2. DHS powinien być gotowy do pracy w czasie do 60 sekund od doprowadzenia napięcia pomocniczego do DHS.

## Rozdział IX Weryfikacja EMS i metrologia

### § 33

#### Sprawdzenie zgodności metrologicznej

1. W celu sprawdzenia, czy EMS (EMF, VMF, CMF) utrzymuje swoje parametry metrologiczne każdy system pomiarowy powinien być poddawany sprawdzeniu metrologicznemu – wzorcowaniu. Sprawdzenie takie powinno być wykonywane przez wyspecjalizowane laboratoria (jednostki notyfikowane lub posiadające akredytację wydaną przez Polskie Centrum Akredytacji), zgodnie z wymaganiami norm PN-EN 50463:2018, nie rzadziej niż co 48 miesięcy, potwierdzone uzyskaniem świadectwa wzorcowania.
2. OSD ma prawo do przeprowadzenia z własnej inicjatywy lub na wniosek odbiorcy kontroli mającej na celu sprawdzenie prawidłowości eksploatacji i działania układów pomiarowych oraz rozliczeń zużycia energii elektrycznej.

### § 34

#### Sprawdzenie zgodności z normami

W przypadku, gdy producenci i przewoźnicy kolejowi nie stosują wymagań TSI, EMS powinien posiadać dokumentację przeprowadzenia certyfikacji w zakresie zgodności z normami PN-EN 50463:2018 (wszystkie tomy). Dokumentacja powinna być wydana przez wyspecjalizowane laboratorium, jednostkę notyfikowaną lub podmiot posiadający akredytację wydaną przez upoważniony podmiot akredytujący państwa członkowskiego Unii Europejskiej.

## § 35

## Symbole, skróty i oznaczenia

Dla celów niniejszego Działu III Wymagań stosuje się następujące skróty i symbole:

## Skróty

EMS	System Pomiaru Energii	Energy Measurement System
EMF	Funkcja Pomiaru Energii	Energy Measurement Function
VMF	Funkcja Pomiar Napięcia	Voltage Measurement Function
CMF	Funkcja Pomiaru Prądu	Current Measurement Function
ECF	Funkcja Obliczania Energii	Energy Calculation Function
CPID	Kod Identyfikujący Punkt Odbioru Energii	Consumption Point ID
LFDI	Źródło Lokalizacji punktu poboru	Location Function to DHS interface
TFDI	Źródło daty i czasu UTC	UTC Source to DHS Interface
UTC	Data i czas	Coordinated Universal Time
DHS	System Przetwarzania Danych	Data Handling System
EVN	Europejski Numer Pojazdu	European Vehicle Number
SADP	System Akwizycji Danych Pomiarowych	
CEBD	Zestawione dane rozliczeniowe energii	Compiled Energy Billing Data
OTS	Odbiór Techniczny Specjalny	Dokument wystawiany przez OSD
N	Klasa dokładności	
	WYMAGANIA	Wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego PGE Energetyka Kolejowa S.A.

## Symbole

$I_n$	prąd znamionowy
$U_{\max 1}$	najwyższe stałe napięcie zgodnie z PN-EN 50163:2006
$U_{\max 2}$	najwyższe stałe napięcie zgodnie z PN-EN 50163:2006
$U_{\max 3}$	najwyższe stałe napięcie zgodnie z PN-EN 50163:2006
$U_{\min 1}$	najniższe stałe napięcie zgodnie z PN-EN 50163:2006
$U_{\min 2}$	najniższe stałe napięcie zgodnie z PN-EN 50163:2006
$U_{n, EMF}$	napięcie pierwotne EMF
$U_{n, VMF}$	znamionowe napięcie VMF
$\mathcal{E}_{EMF}$	maksymalny błąd EMF
$\mathcal{E}_{VMF}$	maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla VMF
$\mathcal{E}_{CMF}$	maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla CMF
$\mathcal{E}_{ECF}$	maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla ECF

Wykaz norm użytych w niniejszym Dziale III Wymagań:

1. PN-EN 50463-1:2018-1 – Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 1: Postanowienia ogólne,
2. PN-EN 50463-2:2018-1 – Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 2: Pomiar energii,
3. PN-EN 50463-3:2018-1 – Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 3: Przetwarzanie danych,
4. PN-EN 50463-4:2018-1 – Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 4: Komunikacja,
5. PN-EN 50463-5:2018-1 – Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 5: Ocena zgodności,
6. PN-EN 50163:2006 - Zastosowania kolejowe - Napięcia zasilania systemów trakcyjnych,
7. PN-EN 62056-6-1:2018-02 - Wymiana danych w pomiarach energii elektrycznej - Zespół DLMS/COSEM - Część 6-1: System identyfikacji obiektów (OBIS),
8. PN-EN 60870-5-2:2002 - Urządzenia i systemy telesterowania - Część 5-2: Protokoły transmisyjne - Procedury transmisyjne,
9. PN-EN 60999-1:2002 - Osprzęt połączeniowy,
10. PN-EN 45545-5:2013-07 - Kolejnictwo - Ochrona przeciwpożarowa w pojazdach szynowych -- Część 5: Wymagania w zakresie bezpieczeństwa pożarowego dotyczące wyposażenia elektrycznego, z uwzględnieniem wyposażenia stosowanego w trolejbusach, autobusach prowadzonych torem i pojazdach na poduszce magnetycznej,
11. PN-EN 45545-2:2021-01 - Kolejnictwo -- Ochrona przeciwpożarowa w pojazdach szynowych - - Część 2: Wymagania dla materiałów i elementów w zakresie właściwości ogniowych,

12. PN-EN 62053-52:2010 - Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej - Wymagania szczegółowe - Część 52: Symbole,
13. PN-EN 50155:2018-01 - Zastosowania kolejowe - Wyposażenie elektroniczne stosowane w taborze,
14. PN-EN 60085:2008 - Izolacja elektryczna - Ocena termiczna i oznaczenia,
15. PN-EN 50121-3-2:2017-04 - Zastosowania kolejowe - Kompatybilność elektromagnetyczna - Część 3-2: Tabor – Aparatura.

Wszystkie przywołane normy są aktualne z wykazem norm Polskiego Komitetu Normalizacyjnego oraz aktualne z dniem publikacji Wymagań.



**DZIAŁ IV**  
**WYMAGANIA DLA URZĄDZEŃ DO POMIARU ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRĄDU STAŁEGO W**  
**PRZYPADKU OBOWIĄZKU SPEŁNIENIA WYMAGAŃ OKREŚLONYCH W TSI**

**§ 1**

1. W przypadku obowiązku spełnienia przez przewoźnika kolejowego lub producenta wymagań określonych w TSI urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego spełniać muszą wymagania określone w TSI.
2. Przewoźnik kolejowy zobowiązany jest przedstawić OSD wszelkie zezwolenia, certyfikaty i inne dokumenty potwierdzające spełnienie wymagań TSI.

**§ 2**

W celu sprawdzenia, czy EMS (EMF, VMF, CMF) utrzymuje swoje parametry metrologiczne każdy system pomiarowy powinien być poddawany sprawdzeniu metrologicznemu – wzorcowaniu. Sprawdzenie takie powinno być wykonywane przez wyspecjalizowane laboratoria (jednostki notyfikowane lub posiadające akredytację wydaną przez Polskie Centrum Akredytacji), nie rzadziej niż co 48 miesięcy, potwierdzone uzyskaniem świadectwa wzorcowania.

## **DZIAŁ V**

### **Zasady Współpracy z OSD w zakresie EMS**

#### **§ 1**

Przyjęcie przez OSD poszczególnych EMS wymaga spełnienia poniższych wymagań, niezależnie od poziomu zgodności technicznej urządzeń.

#### **§ 2**

##### **Odpowiedzialność za stan EMS**

1. EMS nie jest pojedynczym urządzeniem, lecz systemem składającym się z wielu części zainstalowanych w różnych miejscach w i na pojeździe trakcyjnym lub obiektach stacjonarnych. Odpowiedzialnym za stan techniczny i metrologiczny EMS jest właściciel pojazdu trakcyjnego, na którym jest zainstalowany EMS.
2. W przypadku braku komunikacji (na podstawie wezwania OSD) właściciel EMS zobowiązany jest do jego bezzwłocznego jej przywrócenia. Usuwanie usterek wymagających rozplombowania EMS, odbywać się winny pod nadzorem służb technicznych OSD.
3. Wszelkie informacje dotyczące sposobów kontaktu, numerów telefonów, numerów fax, poczty elektronicznej dostępu elektronicznego zostaną zawarte w umowie na świadczenie usług dystrybucyjnych oraz sprzedaży energii elektrycznej.

#### **§ 3**

##### **Instalacja urządzeń**

1. CMF oraz VMF powinien być instalowany w pojeździe trakcyjnym za wyłącznikiem szybkim w torze potencjału dodatniego.  
W szczególnie uzasadnionych przypadkach, za zgodą OSD, dopuszcza się instalację przed wyłącznikiem szybkim.
2. EMS powinien zostać zgłoszony do OSD, który wprowadza dane o EMS do Systemu Akwizycji Danych Pomiarowych, sprawdza świadectwa kontroli metrologicznej oraz plombuje EMS. Dopiero po zgłoszeniu, sprawdzeniu świadectw kontroli metrologicznej i zaplombowaniu, EMS może stanowić podstawę do rozliczeń zużywanej energii elektrycznej.
3. W przypadku uszkodzenia lub wyłączenia EMS z użycia, fakt musi być zgłoszony do OSD, w celu wprowadzenia odpowiednich informacji do systemu Akwizycji Danych Pomiarowych.

#### **§ 4**

##### **Zgłoszenie EMS do OSD**

W celu zgłoszenia do OSD urządzeń wchodzących w skład EMS, przewoźnik kolejowy powinien postępować wg poniższych zasad:

1. Złożyć dokumentację techniczną zawierającą co najmniej:
  - a) stronę tytułową z numerem pojazdu do którego odnosi się opracowanie,
  - b) spis zawartości,
  - c) opis techniczny,
  - d) obliczenia dotyczące pracy układu pomiarowego w zakresie pracy pojazdu z uwzględnieniem najbardziej energochłonnych odbiorów (silniki trakcyjne, ogrzewanie, falowniki itp.) oraz wskazaniem doboru odpowiedniego bocznika (przetwornika) pomiarowego (VMF, CMF),
  - e) sposób komunikacji z EMS - teletransmisja danych pomiarowych,

- f) warunki bezpieczeństwa w trakcie eksploatacji układu pomiarowego,
  - g) zestawienie użytych materiałów,
  - h) zestawienie rysunków,
  - i) schemat główny zasilania pojazdu ze wskazaniem umiejscowienia elementów wchodzących w skład EMS,
  - j) schemat ideowy umiejscowienia EMS i jego elementów składowych,
  - k) schemat montażowy ze wskazaniem miejsc plombowania,
  - l) schemat drutowania poszczególnych elementów,
  - m) widoki zabudowy EMS wraz z miejscem usytuowania na pojeździe,
  - n) widok szafki licznikowej z rozmieszczeniem poszczególnych elementów,
  - o) opis zastosowanego EMS,
  - p) wersja firmware EMS,
  - q) gdy dotyczy dokumentację wymaganą zgodnie z normą PN-EN 50463-5:2013-01 (Zastosowania kolejowe -- Pomiar energii na pokładzie pociągu -- Część 5: Ocena zgodności)
  - r) gdy dotyczy dokumentację wymaganą zgodnie z normą PN-EN 50463-5:2018-01 (Zastosowania kolejowe -- Pomiar energii na pokładzie pociągu -- Część 5: Ocena zgodności);
  - s) gdy dotyczy certyfikat weryfikacji WE podsystemu „Tabor”.
2. OSD odbiera kompletną i spójną dokumentację.
  3. Dokonać zgłoszenia (wystawienia zlecenia) dotyczącego wykonania odbiorów technicznych zainstalowanego EMS. Zgłoszenia można będzie dokonać drogą elektroniczną przy pomocy formularza zgłoszeniowego z zachowaniem trzydniowego wyprzedzenia. Zwrotnie zostanie przesłane potwierdzenie rejestracji oraz przyjęcia zlecenia.
  4. We wskazanej lokalizacji pracownik OSD (po uprzednim przeszkoleniu stanowiskowym z zakresu BHP przez zarządcę lokomotywowni) przeprowadzi procedurę odbioru technicznego co zostanie potwierdzone odpowiednim dokumentem OTS.
  5. Zarządca lokomotywowni ma obowiązek przedstawienia regulaminów i instrukcji z zakresu BHP oraz wykonać szkolenie stanowiskowe BHP pracownika OSD. W ramach szkolenia stanowiskowego przedstawi zasady dopuszczenia do miejsca pracy przez odpowiednie wyznaczone i uprawnione osoby do przeprowadzania odbiorów układów pomiarowo-rozliczeniowych w lokomotywach bądź elektrycznych zespołach trakcyjnych na terenie lokomotywowni. Nie dopuszcza się możliwości wykonywania odbiorów w torach odstawczych lub bocznicach.
  6. Za wykonane czynności sprawdzających OSD wystawi fakturę wg stawki aktualnie obowiązującej Taryfy dla energii elektrycznej, która została wyszczególniona w punkcie 5 *Oplaty za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy.*
  7. Kartę SIM do zdalnego odczytu danych pomiarowych z EMS, dostarcza OSD.
  8. Wszelkie informacje dotyczące sposobów kontaktu, numerów telefonów, numerów fax, poczty elektronicznej dostępu elektronicznego zostaną zawarte w umowie na świadczenie usług dystrybucyjnych oraz sprzedaży energii elektrycznej.

## Załącznik nr 3

do Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej

### Wykaz profili i zasady ich stosowania dla odbiorców profilowych.

Nazwa profilu	Zakwalifikowani odbiorcy
<b>Profil A</b>	Odbiorcy grupy G11 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> <li>licznik jednostrefowy.</li> </ul>
<b>Profil B</b>	Odbiorcy grupy G12 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> <li>licznik dwustrefowy.</li> </ul>
<b>Profil B.1</b>	Odbiorcy grupy G12w spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> <li>licznik dwustrefowy (szczyt i pozaszczyt).</li> </ul>
<b>Profil B.2</b>	Odbiorcy grupy taryfowej G12as spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> <li>licznik dwustrefowy.</li> </ul>
<b>Profil C</b>	Odbiorcy grupy C11, C11s, C11em spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> <li>zasilanie 1-fazowe,</li> <li>licznik jednostrefowy.</li> </ul>
<b>Profil D</b>	Odbiorcy grupy C11, C11s, C11em spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> <li>zasilanie 3-fazowe,</li> <li>licznik jednostrefowy.</li> </ul>
<b>Profil E</b>	Odbiorcy grupy C12a spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> <li>licznik dwustrefowy (szczyt i pozaszczyt).</li> </ul>
<b>Profil F</b>	Odbiorcy grupy C12b spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> <li>licznik dwustrefowy (dzień i noc).</li> </ul>
<b>Profil R</b>	Odbiorcy grupy taryfowej R spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> <li>rozliczani ryczałtowo,</li> <li>niewyposażeni w liczniki pomiarowo-rozliczeniowe,</li> <li>stały pobór mocy w ciągu roku.</li> </ul>

Przyjęto następujące podziały:

1) lato (obejmuje okres 1 kwietnia do 30 września) – z podziałem na doby:

- dni robocze,
- dni świąteczne (niedziele i święta ustawowe),
- soboty.

2) zima (obejmuje okres 1 października do 31 marca) – z podziałem na doby:

- dni robocze,
- dni świąteczne (niedziele i święta ustawowe),

- soboty.

Standardowe profile dla powyższych grup wraz z odpowiednimi współczynnikami zawarte są w Tabelach 1÷9.

Wyznaczenie energii elektrycznej wyliczono wg wzorów:

$$Z = W_w \cdot P$$

Gdzie:

Z- Zużycie energii elektrycznej w danej godzinie

P- Wielkość pobierana dla danej godziny doby z kolumny dzień roboczy lub sobota lub dzień świąteczny zawarta w dla profilu A÷F

$W_w$ - Współczynnik profilu

$$W_w = \frac{Z_{Rz}}{iL_{Rob} \cdot W_{Rob} + iL_{Sob} \cdot W_{Sob} + iL_{\acute{S}w} \cdot W_{\acute{S}w}}$$

gdzie:

$W_w$  - Współczynnik profilu

$Z_{Rz}$  - Zużycie rzeczywiste odbiorcy w danym okresie rozrachunkowym

$iL_{Rob}$ - Ilość dni roboczych przypadających dla profilu według, którego odbiorca jest rozliczany w okresie letnim lub zimowym

$W_{Rob}$ - Współczynnik dla dni roboczych (pozycja „Razem” dla kolumny dzień roboczy)

$iL_{Sob}$ - Ilość sobót przypadających dla profilu według, którego odbiorca jest rozliczany w okresie letnim lub zimowym

$W_{Sob}$ - Współczynnik dla sobót (pozycja "Razem" dla kolumny sobota)

$iL_{\acute{S}w}$ - Ilość dni świątecznych przypadających dla profilu według, którego odbiorca jest rozliczany w okresie letnim lub zimowym

$W_{\acute{S}w}$ - Współczynnik dla dni świątecznych (pozycja "Razem" dla kolumny dzień świąteczny)

Tabela 1 dla Profilu A

godzina doby	Profil A w godzinie					
	lato			zima		
	dzień roboczy	sobota	dzień święteczny	dzień roboczy	sobota	dzień święteczny
1	0,030286	0,029384	0,032319	0,038261	0,019650	0,009472
2	0,025837	0,025653	0,026213	0,036443	0,017099	0,007497
3	0,023683	0,023042	0,023521	0,035921	0,016444	0,007002
4	0,022715	0,021711	0,022031	0,035720	0,016086	0,006538
5	0,023226	0,021479	0,021503	0,035981	0,016121	0,006438
6	0,025151	0,022247	0,021705	0,036704	0,016417	0,006564
7	0,029683	0,024896	0,023690	0,038243	0,017103	0,007055
8	0,036372	0,031490	0,029199	0,040114	0,018813	0,008286
9	0,042320	0,040441	0,038010	0,041402	0,021427	0,010557
10	0,045205	0,047640	0,046173	0,041990	0,023687	0,013064
11	0,045732	0,051532	0,051254	0,042171	0,024960	0,014860
12	0,046326	0,053131	0,053193	0,042316	0,025716	0,015905
13	0,047202	0,053971	0,054084	0,042813	0,025999	0,016385
14	0,048019	0,054646	0,054264	0,043028	0,026374	0,016570
15	0,048213	0,054484	0,052429	0,043251	0,026505	0,016576
16	0,048486	0,052624	0,049619	0,043859	0,026555	0,016244
17	0,049406	0,050894	0,047498	0,045045	0,026674	0,016309
18	0,050689	0,049577	0,046898	0,046096	0,026837	0,016520
19	0,052384	0,050068	0,048176	0,047203	0,027108	0,016988
20	0,055706	0,052461	0,051812	0,047451	0,026911	0,017316
21	0,057967	0,053832	0,054368	0,046847	0,026069	0,016641
22	0,055512	0,051540	0,051872	0,045259	0,024555	0,014889
23	0,047992	0,045502	0,044603	0,043154	0,022736	0,012615
24	0,041889	0,037755	0,035565	0,040728	0,020154	0,009709
Razem	1	1	0,98	1	0,54	0,3
liczba dni w roku	<b>128</b>	<b>25</b>	<b>30</b>	<b>126</b>	<b>25</b>	<b>31</b>

Tabela 2 dla Profilu B

godzina doby	Profil B w godzinie					
	lato			zima		
	dzień roboczy	sobota	dzień święteczny	dzień roboczy	sobota	dzień święteczny
1	0,033033	0,033778	0,033859	0,038086	0,038359	0,039160
2	0,029299	0,030019	0,029739	0,035261	0,035660	0,036679
3	0,027814	0,028159	0,027748	0,033768	0,033851	0,035301
4	0,027168	0,027145	0,026879	0,032970	0,032990	0,034012
5	0,029620	0,027920	0,027453	0,034226	0,032921	0,033567
6	0,034259	0,031458	0,028891	0,036836	0,034947	0,033747
7	0,042029	0,039614	0,035643	0,040013	0,037275	0,034771
8	0,047493	0,043210	0,041157	0,043482	0,039971	0,039100
9	0,049931	0,045606	0,044911	0,045484	0,041520	0,042572
10	0,051632	0,048329	0,048967	0,046191	0,043647	0,044866
11	0,048418	0,045908	0,047512	0,044480	0,043247	0,045401
12	0,044716	0,042746	0,044165	0,041431	0,041205	0,042135
13	0,042469	0,039684	0,039910	0,039976	0,039208	0,039202
14	0,049746	0,049013	0,047361	0,052602	0,052126	0,051745
15	0,048198	0,048361	0,045510	0,050710	0,051145	0,049958
16	0,042191	0,042469	0,040040	0,041437	0,042128	0,040864
17	0,041671	0,041056	0,039524	0,042102	0,042344	0,041442
18	0,042674	0,041715	0,040816	0,043440	0,043346	0,042594
19	0,045510	0,045025	0,043902	0,044997	0,044621	0,044009
20	0,047874	0,046706	0,045939	0,044276	0,043510	0,043342
21	0,046616	0,045695	0,045332	0,041201	0,040434	0,040450
22	0,043590	0,042904	0,042663	0,038369	0,037550	0,037632
23	0,044735	0,044134	0,043741	0,045907	0,045361	0,045316
24	0,039316	0,039345	0,038342	0,042757	0,042634	0,042136
Razem	1	0,97	0,95	1	0,98	0,98
liczba dni w roku	<b>128</b>	<b>25</b>	<b>30</b>	<b>126</b>	<b>25</b>	<b>31</b>

Tabela 3 dla Profilu C

godzina doby	Profil C w godzinie					
	lato			zima		
	dzień roboczy	sobota	dzień święteczny	dzień roboczy	sobota	dzień święteczny
1	0,040069	0,040205	0,039508	0,034782	0,034719	0,034408
2	0,039559	0,039638	0,038953	0,034336	0,034273	0,033775
3	0,039363	0,039362	0,038653	0,034202	0,034050	0,033758
4	0,039056	0,039085	0,038305	0,034213	0,033868	0,033681
5	0,037133	0,036307	0,035886	0,035269	0,034292	0,034132
6	0,034278	0,032002	0,030936	0,038936	0,036051	0,035066
7	0,034751	0,030537	0,027943	0,042437	0,037378	0,034641
8	0,038948	0,032509	0,027919	0,043519	0,036561	0,031968
9	0,044348	0,036296	0,028474	0,047162	0,039089	0,030212
10	0,048754	0,039736	0,029434	0,050501	0,042003	0,030380
11	0,050198	0,041112	0,029964	0,051132	0,042546	0,030573
12	0,050339	0,041256	0,030030	0,050196	0,041606	0,030295
13	0,050081	0,040165	0,030050	0,048903	0,039539	0,029989
14	0,049643	0,037006	0,029810	0,047681	0,036109	0,029571
15	0,048399	0,034405	0,029618	0,046283	0,033293	0,029410
16	0,045666	0,033129	0,029348	0,044638	0,032870	0,030208
17	0,041283	0,031838	0,029073	0,044081	0,035032	0,034021
18	0,036828	0,031054	0,028672	0,042580	0,036850	0,035929
19	0,033831	0,030938	0,028710	0,041843	0,038392	0,037222
20	0,034749	0,033030	0,031112	0,040301	0,038216	0,037246
21	0,037764	0,036547	0,035917	0,038378	0,037053	0,036705
22	0,042095	0,041418	0,040605	0,037136	0,036190	0,036338
23	0,042019	0,041793	0,040851	0,036116	0,035464	0,035599
24	0,040846	0,040634	0,040228	0,035376	0,034557	0,034872
Razem	1	0,88	0,79	1	0,88	0,8
liczba dni w roku	<b>128</b>	<b>25</b>	<b>30</b>	<b>126</b>	<b>25</b>	<b>31</b>



Tabela 4 dla Profilu D

godzina doby	Profil D w godzinie					
	lato			zima		
	dzień roboczy	sobota	dzień święteczny	dzień roboczy	sobota	dzień święteczny
1	0,037339	0,037484	0,036664	0,042330	0,042832	0,043356
2	0,036641	0,036718	0,035728	0,041837	0,042080	0,042204
3	0,036368	0,036348	0,035468	0,041691	0,041980	0,042237
4	0,036526	0,036332	0,035427	0,041646	0,041749	0,042607
5	0,035358	0,034835	0,033966	0,041707	0,042022	0,042492
6	0,033876	0,032380	0,030720	0,042419	0,042283	0,042923
7	0,037389	0,031441	0,028432	0,043295	0,042590	0,042193
8	0,043306	0,033263	0,028544	0,041489	0,039624	0,039223
9	0,047604	0,035205	0,028568	0,041642	0,038267	0,037227
10	0,050547	0,037768	0,029266	0,042017	0,038802	0,037349
11	0,050574	0,038149	0,029978	0,041502	0,038701	0,037774
12	0,050843	0,037999	0,030077	0,041149	0,038542	0,037576
13	0,050632	0,037669	0,030234	0,040562	0,038396	0,037128
14	0,049623	0,036258	0,030447	0,040369	0,037599	0,037147
15	0,047315	0,035202	0,029901	0,039630	0,037912	0,037406
16	0,043590	0,034331	0,029512	0,038730	0,037543	0,037410
17	0,040884	0,033643	0,029661	0,039962	0,039225	0,039745
18	0,038633	0,033513	0,029360	0,042991	0,042726	0,043207
19	0,036884	0,033099	0,029374	0,043652	0,043623	0,043733
20	0,037667	0,035000	0,031552	0,043433	0,044231	0,043984
21	0,040412	0,038447	0,035126	0,043180	0,043615	0,043799
22	0,040538	0,038973	0,037628	0,042240	0,042805	0,043645
23	0,039470	0,038590	0,037895	0,041725	0,042164	0,043278
24	0,037981	0,037352	0,036473	0,040803	0,040686	0,042358
Razem	1	0,86	0,77	1	0,98	0,98
liczba dni w roku	<b>128</b>	<b>25</b>	<b>30</b>	<b>126</b>	<b>25</b>	<b>31</b>

Tabela 5 dla Profilu E

godzina doby	Profil E w godzinie					
	lato			zima		
	dzień roboczy	sobota	dzień święteczny	dzień roboczy	sobota	dzień święteczny
1	0,054580	0,054005	0,053825	0,043958	0,043374	0,044363
2	0,054514	0,054075	0,053704	0,044237	0,043445	0,044311
3	0,054465	0,053923	0,053559	0,044200	0,043386	0,044317
4	0,054381	0,053785	0,053370	0,044275	0,043437	0,044345
5	0,049652	0,048600	0,048861	0,044833	0,043841	0,044685
6	0,038902	0,037665	0,037444	0,045329	0,043967	0,045014
7	0,032489	0,029808	0,029040	0,043500	0,040905	0,041985
8	0,032291	0,028146	0,027254	0,036587	0,032664	0,033836
9	0,032133	0,028173	0,027117	0,032246	0,028598	0,028776
10	0,032419	0,028593	0,027065	0,031797	0,028407	0,028138
11	0,032438	0,028562	0,027180	0,031380	0,028077	0,027836
12	0,034871	0,035347	0,034837	0,033038	0,029021	0,035100
13	0,033128	0,035370	0,036370	0,038657	0,033731	0,035116
14	0,033269	0,035348	0,033428	0,032158	0,033668	0,035035
15	0,032681	0,034456	0,034214	0,032832	0,033290	0,034579
16	0,034312	0,032639	0,032399	0,032665	0,033542	0,034821
17	0,035190	0,031777	0,031570	0,039575	0,037963	0,042108
18	0,031684	0,031310	0,031124	0,048178	0,043521	0,047480
19	0,031474	0,031956	0,031855	0,051346	0,048724	0,051780
20	0,036664	0,037618	0,037432	0,048756	0,050128	0,052171
21	0,047188	0,048100	0,047676	0,051511	0,050329	0,052363
22	0,059416	0,059251	0,059364	0,050607	0,049548	0,051577
23	0,061382	0,061255	0,061184	0,049509	0,048593	0,050550
24	0,060478	0,060237	0,060131	0,048829	0,047841	0,049715
Razem	1	0,98	0,97	1	0,96	1
liczba dni w roku	<b>128</b>	<b>25</b>	<b>30</b>	<b>126</b>	<b>25</b>	<b>31</b>

Tabela 6 dla Profilu F

godzina doby	Profil F w godzinie					
	lato			zima		
	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny
1	0,076531	0,076217	0,075530	0,052586	0,052010	0,051878
2	0,076645	0,076283	0,075447	0,053055	0,052367	0,051882
3	0,076679	0,076403	0,075519	0,053109	0,052321	0,052010
4	0,075676	0,075273	0,074736	0,053178	0,052349	0,052103
5	0,060618	0,059207	0,060493	0,053647	0,052773	0,052723
6	0,036446	0,035598	0,035603	0,052341	0,051259	0,051965
7	0,021612	0,020418	0,020044	0,044161	0,042708	0,043704
8	0,019918	0,017730	0,017054	0,027416	0,025097	0,026249
9	0,019681	0,017696	0,016700	0,020499	0,018164	0,017838
10	0,019661	0,017687	0,016655	0,019640	0,017659	0,017351
11	0,019643	0,017697	0,016656	0,019399	0,017453	0,016973
12	0,021629	0,023268	0,022879	0,022354	0,022660	0,023972
13	0,021528	0,023229	0,022797	0,022217	0,022527	0,023901
14	0,021569	0,023206	0,022800	0,022208	0,022312	0,023795
15	0,021157	0,022574	0,022292	0,021992	0,021900	0,023567
16	0,020515	0,021443	0,021287	0,024846	0,024405	0,026520
17	0,020134	0,020876	0,020658	0,038289	0,036980	0,040677
18	0,019863	0,020364	0,020259	0,048061	0,046744	0,050222
19	0,021778	0,022285	0,022187	0,056325	0,055944	0,057589
20	0,032502	0,033932	0,033764	0,058965	0,058696	0,059308
21	0,053720	0,055500	0,054442	0,059816	0,059357	0,059955
22	0,078421	0,078805	0,078680	0,059343	0,058817	0,059440
23	0,082509	0,082583	0,082241	0,058586	0,058047	0,058613
24	0,081567	0,081725	0,081278	0,057968	0,057455	0,057764
Razem	1	1	0,99	1	0,98	1
liczba dni w roku	<b>128</b>	<b>25</b>	<b>30</b>	<b>126</b>	<b>25</b>	<b>31</b>

Tabela 7 dla Profilu R

godzina doby	Profil R w godzinie					
	lato			zima		
	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny
1	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
2	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
3	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
4	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
5	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
6	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
7	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
8	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
9	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
10	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
11	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
12	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
13	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
14	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
15	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
16	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
17	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
18	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
19	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
20	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
21	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
22	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
23	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
24	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
Razem	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73
liczba dni w roku	<b>128</b>	<b>25</b>	<b>30</b>	<b>126</b>	<b>25</b>	<b>31</b>

Tabela 8 dla Profilu B.2

godzina doby	Profil B.2 w godzinie					
	lato			zima		
	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny
1	0,041244	0,041023	0,040865	0,057168	0,056411	0,057811
2	0,033440	0,033128	0,032980	0,049922	0,049146	0,050424
3	0,029952	0,029779	0,029660	0,046071	0,045363	0,046532
4	0,029213	0,029199	0,029122	0,045154	0,044643	0,045748
5	0,030915	0,031303	0,031256	0,046477	0,046291	0,047324
6	0,031626	0,032747	0,032758	0,043584	0,043928	0,044712
7	0,029690	0,031391	0,031523	0,026040	0,027048	0,027098
8	0,033066	0,034308	0,034410	0,025481	0,026109	0,026191
9	0,036134	0,035913	0,035928	0,026270	0,025680	0,025994
10	0,037537	0,036074	0,036002	0,026735	0,025231	0,025733
11	0,038002	0,035741	0,035626	0,026720	0,024618	0,025275
12	0,037741	0,035223	0,035107	0,026742	0,024349	0,025096
13	0,040017	0,037564	0,037489	0,032597	0,030124	0,031049
14	0,065144	0,062196	0,062036	0,072816	0,069678	0,071603
15	0,055806	0,053303	0,053255	0,063866	0,060856	0,062750
16	0,040629	0,039229	0,039399	0,032001	0,030159	0,031001
17	0,038639	0,038023	0,038244	0,030411	0,029331	0,030088
18	0,039625	0,039506	0,039730	0,032286	0,031761	0,032327
19	0,042410	0,042549	0,042693	0,034648	0,034461	0,034785
20	0,046352	0,046665	0,046662	0,035684	0,035691	0,035910
21	0,049600	0,050138	0,050154	0,035721	0,035811	0,036037
22	0,052071	0,052792	0,052812	0,040025	0,040138	0,040569
23	0,066860	0,067583	0,067572	0,074871	0,074824	0,076154
24	0,054286	0,054622	0,054718	0,068710	0,068350	0,069785
Razem	1	0,99	0,99	1	0,98	1
liczba dni w roku	<b>128</b>	<b>25</b>	<b>30</b>	<b>126</b>	<b>25</b>	<b>31</b>

Tabela 9 dla Profilu B.1

godzina doby	Profil B.1 w godzinie					
	lato			zima		
	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny
1	0,039928	0,0388207	0,03918857	0,041883	0,040761	0,041672
2	0,038586	0,0378551	0,03774338	0,040237	0,039198	0,038613
3	0,037616	0,0366726	0,03664747	0,039808	0,038273	0,039095
4	0,037401	0,0362164	0,03635912	0,039635	0,038118	0,039024
5	0,036420	0,0351704	0,03532835	0,039422	0,037729	0,038784
6	0,035858	0,0343736	0,03409924	0,039918	0,038184	0,038906
7	0,036444	0,0339441	0,03352264	0,038601	0,036605	0,036795
8	0,038308	0,0347893	0,03400983	0,039270	0,035728	0,035610
9	0,039874	0,0372030	0,03597875	0,038427	0,036933	0,035639
10	0,041123	0,0400525	0,03807324	0,037798	0,038067	0,037353
11	0,041986	0,0419364	0,04043361	0,037527	0,039196	0,038467
12	0,042452	0,0424792	0,04117730	0,037627	0,039782	0,039149
13	0,042814	0,0433628	0,04185365	0,038043	0,040808	0,039891
14	0,045700	0,0442125	0,04320385	0,044654	0,043746	0,044084
15	0,043978	0,0435822	0,04239274	0,043012	0,043186	0,042855
16	0,042880	0,0431583	0,04111917	0,040085	0,041891	0,041683
17	0,043390	0,0423351	0,04055572	0,043050	0,042961	0,043199
18	0,043925	0,0421307	0,04100540	0,044956	0,044478	0,043601
19	0,044019	0,0424793	0,04119894	0,046210	0,045451	0,044996
20	0,045346	0,0438691	0,04283118	0,046137	0,045391	0,045721
21	0,046204	0,0451479	0,04473578	0,045901	0,044706	0,044698
22	0,046654	0,0456553	0,04496102	0,045076	0,042713	0,042927
23	0,046068	0,0432084	0,04299803	0,047463	0,043724	0,044317
24	0,043027	0,0413453	0,04058301	0,045259	0,042371	0,042922
Razem	1	0,97	0,95	1	0,98	0,98
liczba dni w roku	128	25	30	126	25	31

## Załącznik nr 4

do Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej

### Metodyka obliczania energii na potrzeby opłaty mocowej dla przewoźników rozliczanych w grupie taryfowej Bt21

1. PGE Energetyka Kolejowa S.A. określa sposób obliczania opłaty mocowej dla przewoźników kolejowych według algorytmu, uwzględniającego zmienność godzinową obciążenia w dni robocze dla wszystkich przewoźników, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej.
2. Opłata mocowa jest wyliczana dla godzin doby, określonych w informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zgodnie z art. 74 ust. 4 pkt 2) Ustawy o rynku mocy.
3. Opłata mocowa jest iloczynem wolumenu energii pobranej przez danego przewoźnika lub prognozowanej wartości pobranej energii w przypadku przewoźników nieopomiarowanych, oraz stawki opłaty mocowej wyliczonej zgodnie z przepisami art. 74 Ustawy o rynku mocy.
4. PGE Energetyka Kolejowa S.A. klasyfikuje przewoźników kolejowych do czterech grup: przewoźników całkowicie opomiarowanych, przewoźników częściowo opomiarowanych, przewoźników harmonogramowych, przewoźników nieopomiarowanych. Definicje poszczególnych przewoźników określa się następująco:
  - a. **Przewoźnik całkowicie opomiarowany** – przewoźnik kolejowy w rozumieniu art. 4 pkt 9) Ustawy o transporcie kolejowym, którego wszystkie elektryczne pojazdy trakcyjne (zwane również taborem) są wyposażone w urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego, na podstawie których można określić strukturę poboru mocy w poszczególnych godzinach doby.
  - b. **Przewoźnik częściowo opomiarowany** – przewoźnik kolejowy w rozumieniu art. 4 pkt 9) Ustawy o transporcie kolejowym, którego co najmniej 60% elektrycznych pojazdów trakcyjnych uruchomionych w danym okresie rozliczeniowym, jest wyposażone w urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego, na podstawie których można określić strukturę poboru mocy w poszczególnych godzinach doby.
  - c. **Przewoźnik nieopomiarowany** – przewoźnik kolejowy w rozumieniu art. 4 pkt 9) Ustawy o transporcie kolejowym, który nie zalicza się do grupy przewoźników kolejowych całkowicie lub częściowo opomiarowanych.
  - d. **Przewoźnik harmonogramowy** – przewoźnik kolejowy w rozumieniu art. 4 pkt 9) Ustawy o transporcie kolejowym, który przedstawia OSD zestawienie wykonanej pracy przewozowej w poszczególnych godzinach doby w danym okresie rozliczeniowym.
5. Przewoźnicy, których tabor pozwala na odczyt wskazań pobranej energii elektrycznej są automatycznie kwalifikowani do grupy przewoźników całkowicie opomiarowanych lub częściowo opomiarowanych, jeżeli spełnione zostaną warunki podane w pkt. 4b.
6. Przewoźnicy, których tabor nie posiada systemów umożliwiających odczyty wskazań pobranej energii elektrycznej są zobligowani do przedłożenia OSD oświadczenia, w którym deklarują sposób rozliczania opłaty mocowej.
7. Oświadczenie, o którym mowa w pkt. 6 dotyczy zaliczenia przewoźnika kolejowego do grupy przewoźników harmonogramowanych lub nieopomiarowanych i jest ono ważne w ciągu całego roku kalendarzowego rozliczania opłaty mocowej. W ciągu okresu obowiązywania tego oświadczenia nie istnieje możliwość zmiany trybu rozliczania opłaty mocowej.

8. Oświadczenie, o którym mowa w pkt. 6 należy złożyć najpóźniej do 10 grudnia roku poprzedzającego okres jego obowiązywania, z wyłączeniem roku 2021, w którym to obowiązek złożenia przedmiotowego oświadczenia ustala się na 30 kwietnia.
9. Dla przewoźników całkowicie opomiarowanych wolumen pobranej energii elektrycznej jest wyliczany na podstawie wskazań urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego, dających możliwość określenia struktury poboru mocy w poszczególnych godzinach doby zainstalowanych w jego taborze z uwzględnieniem strat w sieci trakcyjnej. Do rozliczenia bierze się pod uwagę wyłącznie godziny, o których mowa w pkt 2.

$$E_{ORM_{OP,i}} = \sum_{t=OM_S}^{t=OM_F} E_{OP,t_{SUM,i}}$$

$E_{OP,t_{SUM,i}}$  – energia pobrana przez tabor opomiarowany  $i$  – tego przewoźnika w danej godzinie  $t$  w  $D$  dniach roboczych ;

10. Dla przewoźników częściowo opomiarowanych wolumen energii potrzebny do rozliczenia opłaty mocowej jest obliczany w następujący sposób:
- W części taboru opomiarowanego wolumen pobranej energii elektrycznej jest wyliczany na podstawie wskazań urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego, dających możliwość określenia struktury poboru mocy w poszczególnych godzinach doby z uwzględnieniem strat w sieci trakcyjnej, w godzinach o których mowa w pkt. 2.
  - W części taboru nieopomiarowanego określa się profil zużycia energii, który wynika z charakterystyki poboru energii przez tabor opomiarowany danego przewoźnika kolejowego:
    - Dane wejściowe: wolumen energii na fakturze w części opomiarowanej i nieopomiarowanej z uwzględnieniem wolumenu energii rekuperowanej przez tabor danego przewoźnika kolejowego,
    - Wyliczenie prognozowanej wartości energii pobranej w dni robocze przez cały tabor przewoźnika częściowo opomiarowanego

$$E_{PCOP_{dSUM,i}} = (E_{F,i} + E_{R,i}) * \frac{\sum_{d=1}^D E_{OP,d,i}}{\sum_{d=1}^{D_1} E_{OP,d,i}}$$

gdzie:

$E_{PCOP_{dSUM,i}}$  – wolumen energii pobrany przez  $i$  – tego przewoźnika wykorzystującego częściowo nieopomiarowany tabor w dni robocze, w MWh ;

$E_{F,i}$  – wolumen energii, któremu podlega rozliczenie na fakturze wystawionej dla  $i$  – tego przewoźnika ;

$E_{R,i}$  – wolumen energii rekuperowanej przez tabor  $i$  – tego przewoźnika ;

$D$  – liczba dni roboczych w okresie rozliczeniowym;

$D_1$  – liczba dni w miesiącu

$E_{OP,d,i}$  – wolumen energii opomiarowanej danym dniem roboczym miesiąca,

przy czym:  $E_{OP,d,i} = \sum_{t=1}^{24} E_{OP,t,i}$  ;

- Wyliczenie wolumenu energii pobranej przez tabor nieopomiarowany w dni robocze:

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 240 z 266



$$E_{NPOM_{dSUM},i} = E_{PCOP_{dSUM},i} - \sum_{d=1}^D E_{OP,d,i}$$

gdzie:

$E_{NPOM_{dSUM},i}$  – wolumen energii pobrany przez tabor nieopomiarowany  $i$  – tego przewoźnika w dni robocze

- iv. Współczynnik pobranej energii przez tabor opomiarowany w godzinach  $t$  dla  $D$  dni roboczych miesiąca w stosunku do całkowitego wolumenu energii pobranej w dni robocze w miesiącu

$$k_{COP_i} = \frac{E_{OP,tSUM,i}}{\sum_{d=1}^{D_1} E_{OP,d,i}}$$

gdzie:

$k_{COP_i}$  – współczynnik pobranej energii przez tabor opomiarowany w godzinach  $t$  w  $D$  dniach roboczych  $i$  – tego przewoźnika;

$E_{OP,tSUM,i}$  – energia pobrana przez tabor opomiarowany w danej godzinie  $t$  w  $D$  dniach roboczych  $i$  – tego przewoźnika;

- v. Wolumen pobranej energii przez tabor nieopomiarowany  $i$ -tego przewoźnika częściowo opomiarowanego w godzinie  $t$  w  $D$  dniach roboczych:

$$E_{NPOM_{COP},i,t} = E_{NPOM_{dSUM},i} * k_{COP_i}$$

gdzie:

$E_{NPOM_{COP},i,t}$  – energia pobrana przez tabor opomiarowany w danej godzinie  $t$  w  $D$  dniach roboczych;

- vi. Całkowity wolumen energii potrzebny do rozliczenia przewoźnika częściowo opomiarowanego w danym miesiącu w dni robocze dla każdej godziny  $t$ :

$$E_{TOTAL_{COP},i,t} = E_{NPOM_{COP},i,t} + E_{OP,tSUM,i}$$

gdzie:

$E_{TOTAL_{COP},i,t}$  – całkowity wolumen energii potrzebny do rozliczenia przewoźnika częściowo opomiarowanego dla każdej godziny  $t$ , w dni robocze, w MWh;

- vii. Wolumen energii potrzebny do rozliczenia opłaty mocowej  $i$ -tego przewoźnika częściowo opomiarowanego jest kalkulowany wyłącznie dla godzin, o których mowa w pkt. 2.

$$E_{ORM_{COP},i} = \sum_{t=OM_S}^{t=OM_F} E_{TOTAL_{COP},t,i}$$

gdzie:

$E_{ORM_{COP},i}$  – wolumen energii potrzebny do rozliczenia opłaty mocowej  $i$  – tego przewoźnika kolejowego;  
 $OM_S$  – pierwsza godzina rozliczania opłaty mocowej w dniu roboczym,

przedstawiana przez Prezesa URE w danym roku kalendarzowym;

$OM_F$  – ostatnia godzina rozliczania opłaty mocowej w dniu roboczym,  
przedstawiana przez Prezesa URE w danym roku kalendarzowym;

11. W przypadku braku możliwości przekazania danych w wymaganym terminie spowodowanej awarią urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego lub inną usterką techniczną, przewoźnik całkowicie opomiarowany lub przewoźnik częściowo opomiarowany zostanie rozliczony według algorytmu przeznaczonego dla przewoźnika nieopomiarowanego.
12. Złożenie przez przewoźnika kolejowego oświadczenia o zakwalifikowaniu go do grupy przewoźników harmonogramowanych, zobowiązuje go do przekazywania OSD niezbędnych danych według swojej najlepszej wiedzy, w wymaganych terminach.
13. Dla przewoźników harmonogramowych ustala się, że wolumen energii potrzebny do rozliczenia opłaty mocowej jest równy iloczynowi pracy przewozowej wykonanej przez danego przewoźnika kolejowego określonej dla każdej godziny doby dni roboczych i współczynnika jednostkowego zużycia energii ( $W_{JZE}$ ).
14. Przewoźnik kolejowy, który wyraża chęć rozliczenia opłaty mocowej w sposób, o którym mowa w pkt. 13. jest zobowiązany do dostarczenia danych dotyczących pracy przewozowej w terminie do 3 dni roboczych miesiąca następującego po miesiącu rozliczeniowym opłaty mocowej.
15. W przypadku niedostarczenia danych w sposób, o którym mowa w pkt. 14., przewoźnik kolejowy będzie rozliczany według algorytmu dla przewoźnika nieopomiarowanego.
16. OSD określa i wykorzystuje typowe profile zużycia energii elektrycznej na potrzeby obliczenia opłaty mocowej przez przewoźników nieopomiarowanych w podziale na typ danego przewoźnika kolejowego.
17. Dla przewoźników nieopomiarowanych oblicza się wolumen energii potrzebny do rozliczenia opłaty mocowej w następujący sposób:
  - a. sumaryczny profil zużycia określony jest dla wszystkich dni roboczych przez różnicę poniższych składników:

$$E_{NPOM_{NOP,t}} = E_{PPE,t} - E_{NT,t} - E_{OP,tSUM} - E_{HARM,tSUM} - E_{TOTALCOP,t}$$

gdzie:

$E_{PPE,t}$  – wolumen energii elektrycznej zarejestrowany we wszystkich PPE dla każdej godziny  $t$  we wszystkie dni robocze  $D$ ;

$E_{NT,t}$  – Energia elektryczna pobrana przez wszystkich odbiorców nietrakcyjnych dla każdej godziny  $t$  we wszystkie dni robocze  $D$

$E_{OP,tSUM}$  – energia pobrana przez tabor opomiarowany dla każdej godziny  $t$  w  $D$  dniach roboczych z uwzględnieniem strat w sieci trakcyjnej

$E_{HARM,tSUM}$  – energia pobrana przez tabor przewoźników harmonogramowych dla każdej godziny  $t$  w  $D$  dniach roboczych

$E_{TOTALCOP,t}$  – całkowity wolumen energii potrzebny do rozliczenia przewoźnika częściowo opomiarowanego dla każdej godziny  $t$ , w dni robocze, w MWh, we wszystkie dni robocze  $D$ ;

$E_{NPOM_{NOP,t}}$  – energia elektryczna pobrana przez tabor nieopomiarowany dla każdej godziny  $t$  we wszystkie dni robocze  $D$ ;

- b. Określa się współczynniki charakteryzujące dany typ przewoźnika kolejowego oddzielnie dla każdego okresu rozliczeniowego. Współczynniki oblicza się oddzielnie dla przewoźników kolejowych pasażerskich i towarowych. Są one obliczone na podstawie danych historycznych z ostatniego roku kalendarzowego. Wartości współczynników zostały przedstawione w tabelach 1-3 niniejszego załącznika.

$$k_{TYP,t} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{TYP}} E_{OP,tSUM_{TYP}}}{\sum_{i=1}^{n_{TYP}} \sum_{t=1}^{t=24} E_{OP,tSUM_{TYP}}}$$

gdzie:

$E_{OP,tSUM_{TYP}}$  – energia pobrana przez tabor opomiarowany dla każdej godziny  $t$  w  $D$  dniach roboczych, dla danego typu przewoźnika

$k_{TYP,t}$  – współczynnik charakteryzujący profil zużycia danego typu przewoźnika, obliczony dla każdej godziny  $t$

$n_{TYP}$  – liczba przewoźników wykonująca dany charakter przewozu

- c. Określa się prognozowaną wartość wolumenu energii dla dni roboczych pobraną przez przewoźników nieopomiarowanych. Wartość prognozowanego wolumenu energii jest wyliczona w następujący sposób:
- i. Dla każdego miesiąca kalendarzowego oblicza się całkowity wolumen energii pobranej przez przewoźników kolejowych w ciągu miesiąca kalendarzowego, w podziale na rodzaj wykonywanych przewozów. Dane pozyskiwane są z systemu PKP PLK.

Odpowiednio dla przewoźników kolejowych pasażerskich:

$$E_{SUM_{PLK},j}^P = \sum_{d=1}^{D_1} E_{DAY_{PLK},d}^P$$

gdzie:

$E_{DAY_{PLK},d}^P$  – dobowy wolumen energii pobrany przez wszystkich przewoźników pasażerskich, pozyskany z systemu PKP PLK;

$D_1$  – liczba dni w miesiącu;

$E_{SUM_{PLK},j}^P$  – wolumen energii pobrany przez wszystkich przewoźników pasażerskich, pozyskany z systemu PKP PLK dla  $j$  – tego miesiąca roku;

Dla przewoźników kolejowych towarowych:

$$E_{SUM_{PLK},j}^T = \sum_{d=1}^{D_1} E_{DAY_{PLK},d}^T$$

gdzie:

$E_{DAY_{PLK},d}^T$  – dobowy wolumen energii pobrany przez wszystkich przewoźników towarowych, pozyskany z systemu PKP PLK;

$D_1$  – liczba dni w miesiącu;

$E_{SUM_{PLK},j}^T$  – wolumen energii pobrany przez wszystkich przewoźników towarowych,

pozyskany z systemu PKP PLK dla  $j$  – tego miesiąca roku;

- ii. Dla każdego miesiąca kalendarzowego oblicza się liczbę dni roboczych i świątecznych.
- iii. Dla każdego miesiąca kalendarzowego oblicza się oddzielnie wolumen energii pobranej przez przewoźników kolejowych towarowych i pasażerskich w dni robocze danego miesiąca, biorąc pod uwagę dane z systemu PKP PLK.

Dla przewoźników kolejowych pasażerskich:

$$E_{SUMD_{PLK},j}^P = \sum_{d=1}^D E_{DAY_{PLK},d}^P$$

gdzie:

$E_{DAY_{PLK},d}^P$  – dobowy wolumen energii pobrany przez wszystkich przewoźników pasażerskich, pozyskany z systemu PKP PLK;  
 $D$  – liczba dni roboczych w miesiącu;

$E_{SUMD_{PLK},j}^P$  – wolumen energii pobrany przez wszystkich przewoźników pasażerskich w dni robocze w  $j$  – tym miesiącu, pozyskany z systemu PKP PLK;

Dla przewoźników kolejowych towarowych:

$$E_{SUMD_{PLK},j}^T = \sum_{d=1}^D E_{DAY_{PLK},d}^T$$

gdzie:

$E_{DAY_{PLK},d}^T$  – dobowy wolumen energii pobrany przez wszystkich przewoźników towarowych pozyskany z systemu PKP PLK;  
 $D$  – liczba dni roboczych w miesiącu;

$E_{SUMD_{PLK},j}^T$  – wolumen energii pobrany przez wszystkich przewoźników towarowych w dni robocze w  $j$  – tym miesiącu, pozyskany z systemu PKP PLK;

- iv. Dla każdego miesiąca kalendarzowego oblicza się współczynnik korekcyjny pozwalający na oszacowanie wolumenu energii pobranego przez przewoźników nieopomiarowanych w dni robocze, w podziale na typ wykonywanych przewozów.

$$R_{EN,j}^T = \frac{E_{SUMD_{PLK},j}^T}{E_{SUM_{PLK},j}^T}$$

$$R_{EN,j}^P = \frac{E_{SUMD_{PLK},j}^P}{E_{SUM_{PLK},j}^P}$$

gdzie:

$R_{EN,j}^T$  – współczynnik określający udział wolumenu energii pobranego w dni robocze w miesiącu  $j$  w stosunku do całkowitego wolumenu pobranej energii przez przewoźników towarowych;

$R_{EN,j}^P$  – współczynnik określający udział wolumenu energii pobranego w dni robocze w miesiącu  $j$  w stosunku do całkowitego wolumenu pobranej energii przez przewoźników pasażerskich;

- v. Dla każdego miesiąca kalendarzowego oblicza się prognozowany wolumen energii pobranej przez przewoźnika nieopomiarowanego w dni robocze, odpowiednio dla przewoźnika kolejowego towarowego lub pasażerskiego:

$$E_{PNPOM_{dSUM},i}^T = E_{F,i} * R_{EN,j}^T$$

$$E_{PNPOM_{dSUM},i}^P = E_{F,i} * R_{EN,j}^P$$

gdzie:

$E_{PNPOM_{dSUM},i}^T$  – prognozowany wolumen energii elektrycznej pobranej przez  $i$  – tego przewoźnika towarowego w okresie rozliczeniowym, w dni robocze

$E_{PNPOM_{dSUM},i}^P$  – prognozowany wolumen energii elektrycznej pobranej przez  $i$  – tego przewoźnika pasażerskiego w okresie rozliczeniowym, w dni robocze

$E_{F,i}$  – wolumen energii, któremu podlega rozliczenie na fakturze wystawionej dla  $i$  – tego przewoźnika

- d. Określa się wartości bezwzględne wolumenu energii dla każdego przewoźnika kolejowego według profilu określonego w pkt b.

$$E_{1NPOM,t,i} = E_{PNPOM_{dSUM},i}^{T/P} * k_{TYP,t}$$

gdzie:

$E_{1NPOM,t,i}$  – bezwzględna wartość wolumenu energii elektrycznej dla  $i$  – tego przewoźnika dla każdej godziny  $t$  w dni robocze;

$E_{PNPOM_{dSUM},i}^{T/P}$  – prognozowany wolumen energii elektrycznej pobranej przez  $i$  – tego przewoźnika pasażerskiego lub towarowego w okresie rozliczeniowym, w dni robocze

- e. Wolumen energii potrzebny do rozliczenia opłaty mocowej  $i$ -tego przewoźnika nieopomiarowanego jest kalkulowany wyłącznie dla godzin, o których mowa w pkt. 2.

$$E_{ORM_{NOP},i} = \sum_{t=OM_S}^{t=OM_F} E_{1NPOM,t,i}$$

gdzie:

$E_{ORM_{NOP},i}$  – wolumen energii potrzebny do rozliczenia opłaty mocowej;  
 $OM_S$  – pierwsza godzina rozliczania opłaty mocowej w dniu roboczym, przedstawiana przez Prezesa URE w danym roku kalendarzowym  
 $OM_F$  – ostatnia godzina rozliczania opłaty mocowej w dniu roboczym, przedstawiana przez Prezesa URE w danym roku kalendarzowym;

Tabela 1. – Współczynniki  $k_{TP,t}$  dla miesięcy: styczeń – kwiecień

Godzina	Styczeń		Luty		Marzec		Kwiecień	
	Typ przewoźnika kolejowego		Typ przewoźnika kolejowego		Typ przewoźnika kolejowego		Typ przewoźnika kolejowego	
	Pasażerski	Towarowy	Pasażerski	Towarowy	Pasażerski	Towarowy	Pasażerski	Towarowy
1	0.016	0.051	0.016	0.055	0.017	0.052	0.015	0.051
2	0.013	0.050	0.012	0.045	0.013	0.046	0.012	0.043
3	0.013	0.044	0.012	0.037	0.013	0.036	0.011	0.037
4	0.017	0.041	0.017	0.038	0.018	0.035	0.018	0.035
5	0.032	0.040	0.032	0.040	0.036	0.039	0.040	0.033
6	0.051	0.032	0.051	0.032	0.056	0.033	0.066	0.032
7	0.062	0.028	0.063	0.025	0.066	0.027	0.071	0.026
8	0.061	0.031	0.061	0.025	0.061	0.029	0.060	0.032
9	0.054	0.039	0.053	0.033	0.052	0.035	0.049	0.039
10	0.047	0.041	0.046	0.040	0.045	0.037	0.041	0.041
11	0.043	0.043	0.043	0.045	0.041	0.040	0.038	0.044
12	0.041	0.044	0.042	0.043	0.040	0.043	0.037	0.045
13	0.041	0.045	0.042	0.048	0.039	0.046	0.038	0.046
14	0.043	0.043	0.043	0.047	0.040	0.045	0.039	0.049
15	0.049	0.038	0.049	0.046	0.047	0.042	0.046	0.042
16	0.055	0.032	0.056	0.039	0.055	0.039	0.058	0.035
17	0.059	0.035	0.060	0.039	0.059	0.038	0.062	0.037
18	0.057	0.039	0.058	0.041	0.057	0.038	0.058	0.042
19	0.054	0.033	0.054	0.035	0.052	0.035	0.050	0.034
20	0.050	0.038	0.050	0.038	0.049	0.040	0.047	0.041
21	0.047	0.046	0.047	0.044	0.046	0.049	0.044	0.047
22	0.039	0.056	0.039	0.051	0.040	0.055	0.039	0.054
23	0.031	0.055	0.031	0.059	0.032	0.060	0.032	0.058
24	0.024	0.055	0.024	0.055	0.026	0.059	0.027	0.056

Tabela 2. – Współczynniki  $k_{TYP,t}$  dla miesięcy: maj – sierpień

Godzina	Maj		Czerwiec		Lipiec		Sierpień	
	Typ przewoźnika kolejowego		Typ przewoźnika kolejowego		Typ przewoźnika kolejowego		Typ przewoźnika kolejowego	
	Pasażerski	Towarowy	Pasażerski	Towarowy	Pasażerski	Towarowy	Pasażerski	Towarowy
1	0.013	0.048	0.011	0.053	0.014	0.052	0.015	0.053
2	0.009	0.045	0.007	0.045	0.011	0.048	0.012	0.049
3	0.009	0.041	0.007	0.038	0.010	0.044	0.011	0.048
4	0.015	0.039	0.012	0.038	0.015	0.042	0.015	0.045
5	0.037	0.040	0.030	0.039	0.029	0.042	0.029	0.040
6	0.061	0.035	0.053	0.034	0.050	0.035	0.049	0.034
7	0.068	0.026	0.061	0.028	0.060	0.026	0.060	0.025
8	0.059	0.030	0.057	0.027	0.057	0.028	0.056	0.033
9	0.050	0.038	0.050	0.037	0.050	0.037	0.050	0.040
10	0.043	0.039	0.046	0.043	0.046	0.041	0.046	0.042
11	0.040	0.043	0.044	0.042	0.044	0.041	0.044	0.044
12	0.040	0.044	0.044	0.042	0.043	0.041	0.044	0.042
13	0.040	0.044	0.044	0.042	0.043	0.042	0.044	0.043
14	0.040	0.043	0.045	0.044	0.045	0.040	0.045	0.040
15	0.047	0.041	0.053	0.042	0.052	0.042	0.052	0.040
16	0.060	0.037	0.064	0.035	0.059	0.037	0.058	0.040
17	0.065	0.040	0.067	0.038	0.062	0.040	0.061	0.039
18	0.062	0.041	0.063	0.040	0.059	0.042	0.059	0.038
19	0.053	0.038	0.057	0.035	0.056	0.034	0.055	0.028
20	0.048	0.044	0.051	0.041	0.051	0.041	0.051	0.035
21	0.045	0.048	0.046	0.051	0.048	0.046	0.048	0.043
22	0.038	0.052	0.038	0.054	0.040	0.052	0.041	0.050
23	0.030	0.054	0.029	0.057	0.031	0.054	0.032	0.053
24	0.025	0.052	0.022	0.056	0.024	0.052	0.024	0.054



Tabela 3. – Współczynniki  $k_{TYP,t}$  dla miesięcy: wrzesień – grudzień

Godzina	Wrzesień		Październik		Listopad		Grudzień	
	Typ przewoźnika kolejowego		Typ przewoźnika kolejowego		Typ przewoźnika kolejowego		Typ przewoźnika kolejowego	
	Pasażerski	Towarowy	Pasażerski	Towarowy	Pasażerski	Towarowy	Pasażerski	Towarowy
1	0.013	0.052	0.015	0.048	0.015	0.054	0.017	0.053
2	0.009	0.047	0.011	0.046	0.012	0.050	0.014	0.048
3	0.009	0.040	0.010	0.044	0.011	0.050	0.013	0.044
4	0.014	0.042	0.015	0.045	0.016	0.051	0.017	0.042
5	0.030	0.041	0.031	0.043	0.032	0.044	0.031	0.038
6	0.051	0.035	0.051	0.037	0.050	0.036	0.049	0.032
7	0.064	0.029	0.063	0.027	0.061	0.027	0.060	0.024
8	0.060	0.032	0.061	0.030	0.059	0.029	0.058	0.031
9	0.053	0.036	0.053	0.035	0.052	0.039	0.051	0.040
10	0.046	0.040	0.047	0.036	0.047	0.041	0.047	0.046
11	0.043	0.042	0.043	0.038	0.042	0.042	0.044	0.042
12	0.044	0.043	0.043	0.038	0.043	0.039	0.044	0.043
13	0.043	0.040	0.041	0.036	0.042	0.038	0.044	0.045
14	0.046	0.041	0.044	0.038	0.044	0.038	0.046	0.046
15	0.052	0.043	0.050	0.040	0.051	0.038	0.051	0.042
16	0.059	0.041	0.057	0.040	0.058	0.036	0.058	0.038
17	0.063	0.040	0.060	0.042	0.060	0.037	0.059	0.039
18	0.060	0.042	0.058	0.043	0.058	0.040	0.058	0.038
19	0.054	0.031	0.054	0.039	0.054	0.035	0.053	0.034
20	0.051	0.037	0.052	0.040	0.051	0.040	0.050	0.037
21	0.046	0.045	0.047	0.051	0.047	0.047	0.045	0.048
22	0.039	0.050	0.040	0.053	0.039	0.047	0.039	0.050
23	0.031	0.054	0.032	0.056	0.031	0.053	0.031	0.050
24	0.022	0.055	0.024	0.055	0.024	0.051	0.023	0.051

## Załącznik nr 5

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. przez osoby uprawnione do reprezentacji OSD i sprzedawca przyjmują, że podstawę do ustalenia i realizacji warunków GUD-K stanowią w szczególności:
  - 1) IRiESD,
  - 2) WDB,
  - 3) Taryfa PGE Energetyka Kolejowa S.A.
2. IRiESD zatwierdzona przez osoby uprawnione do reprezentacji OSD stanowi część GUD-K. Dokonane po wejściu w życie GUD-K zmiany IRiESD lub WDB zatwierdzone przez osoby uprawnione do reprezentacji OSD, obowiązują przez osoby uprawnione do reprezentacji OSD i sprzedawcę bez konieczności sporządzania aneksu do GUD-K. W przypadku niezgodności zapisów GUD-K i IRiESD zatwierdzonej przez osoby uprawnione do reprezentacji OSD, obowiązują zapisy IRiESD. Nie wyklucza to prawa do rozwiązania GUD-K, zgodnie z GUD-K. Jednocześnie OSD i sprzedawca przyjmują, że przez osoby uprawnione do reprezentacji OSD 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 zatwierdzeniu przez osoby uprawnione do reprezentacji OSD o zatwierdzeniu IRiESD lub jej zmian przez zatwierdzonej przez osoby uprawnione do reprezentacji OSD, OSD poinformuje o tym sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD-K.
3. Warunkiem realizacji zobowiązań przez osoby uprawnione do reprezentacji OSD wobec sprzedawcy wynikających z GUD-K jest jednoczesne obowiązywanie umów:
  - 1) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD a OSP;
  - 2) kompleksowych zawartych pomiędzy sprzedawcą a URD;
  - 3) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a POB wskazanym przez sprzedawcę – przez wskazanie POB rozumie się również oznaczenie samego sprzedawcy jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe;
  - 4) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy wskazanym przez sprzedawcę POB a OSP.
4. OSD 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 OSD zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej,

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 250 z 266

2. GUD-K wraz z IRiESD i Taryfą PGE Energetyka Kolejowa S.A. szczegółowe warunki świadczenia przez OSD. usług dystrybucji oraz zasady współpracy OSD i sprzedawcy w tym zakresie, w szczególności:
  - 1) zasady i terminy zgłaszania przez sprzedawcę do OSD umów kompleksowych;
  - 2) zasady obejmowania postanowieniami GUD-K kolejnych URD i zobowiązania OSD 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 oraz zasady i warunki jego zmiany, w tym umocowanie wskazanego przez sprzedawcę POB;
  - 5) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów kompleksowych;
  - 6) zasady wstrzymywania i wznowiania dostarczania energii elektrycznej URD przez OSD;
  - 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 OSD i sprzedawcy w zakresie obsługi URD;
  - 10) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy OSD 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. OSD zobowiązuje się w szczególności do:**

1. przyjmowania od sprzedawcy powiadomień o zawartych umowach kompleksowych oraz weryfikacji tych powiadomień zgodnie z IRiESD;
2. realizacji czynności niezbędnych do dostarczania energii elektrycznej do URD w związku ze zgłoszonymi przez sprzedawcę do OSD i przyjętymi przez OSD do realizacji umowami kompleksowymi;
3. dostarczania energii elektrycznej z zachowaniem ciągłości i niezawodności dostaw z uwzględnieniem parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów 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 OSD przez URD będącego prosumentem energii odnawialnej na podstawie umów kompleksowych, o których mowa w pkt 2;
5. udostępniania sprzedawcy danych pomiarowych URD oraz danych stanowiących podstawę do rozliczeń z URD, zgodnie z zapisami IRiESD oraz Taryfy PGE Energetyka Kolejowa S.A.;
6. wstrzymywania i wznowiania dostarczania energii elektrycznej URD na zasadach określonych w Ustawie 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 i IRiESD;
11. terminowej zapłaty należności wynikających z GUD-K;
12. przekazania paszportu PPE niezwłocznie, jednak nie później niż w ciągu:
  - 1) trzech (3) dni roboczych, od złożenia przez sprzedawcę do OSD zapytania o paszport PPE (w szczególnie uzasadnionych przypadkach termin określony powyżej może być przedłużony do pięciu (5) dni roboczych, o czym OSD poinformuje sprzedawcę przed upływem ww. terminu) – dla URD przyłączonych do sieci elektroenergetycznej OSD o napięciu znamionowym do 1 kV i mocy przyłączeniowej/umownej nie wyższej niż 50 kW,
  - 2) pięciu (5) dni roboczych, od złożenia przez sprzedawcę do OSD zapytania o paszport PPE (w szczególnie uzasadnionych przypadkach termin określony powyżej może być przedłużony do dziesięciu (10) dni roboczych, o czym OSD poinformuje sprzedawcę przed upływem ww. terminu) – dla URD innych niż wymienionych w pkt 1); w szczególnie uzasadnionych przypadkach terminy określone powyżej mogą być przedłużone o pięć (5) dni roboczych OSD poinformuje o tym sprzedawcę przed upływem terminów, o których mowa w pkt 1) i 2);
13. powiadamiania o zmianie Taryfy PGE Energetyka Kolejowa S.A. oraz IRiESD, poprzez udostępnianie ich w swojej siedzibie oraz publikowania na stronie internetowej OSD;
14. przekazania, na dedykowany adres poczty elektronicznej sprzedawcy, zatwierdzonej Taryfy PGE Energetyka Kolejowa S.A. nie później niż w terminie dwóch (2) dni roboczych od jej opublikowania w Biuletynie URE;
15. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD-K;
16. informowania sprzedawcy o przyłączeniu do sieci OSD mikroinstalacji URD, w tym informacji o mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji i rodzaju źródła energii.

#### **IV. Sprzedawca zobowiązuje się w szczególności do:**

1. występowania z wnioskiem o wydanie paszportu PPE przed zawarciem umowy kompleksowej z URD, przy czym wniosek ten nie jest obligatoryjny dla URD w gospodarstwie domowym przyłączonych do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV; wystąpienie z wnioskiem jest równoznaczne z dysponowaniem przez sprzedawcę pełnomocnictwem URD do pozyskania od OSD danych udostępnionych w paszporcie PPE;
2. zgłaszania do OSD informacji o zawartych umowach kompleksowych, zmianie danych wskazanych w zgłoszeniu lub o wygaśnięciu lub rozwiązaniu umów kompleksowych, na zasadach określonych w IRiESD; dokonanie zgłoszenia jest równoznaczne z realizacją obowiązku, o którym mowa w pkt 3;
3. uwzględnienia w umowach kompleksowych danych zawartych w paszporcie PPE oraz postanowień dotyczących zasad i warunków świadczenia usług dystrybucji;

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 252 z 266

4. udzielania, na wniosek OSD informacji o postanowieniach umów kompleksowych, o których mowa w GUD-K, w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji;
5. terminowego regulowania należności wynikających z GUD-K;
6. ustanowienia, uzupełniania oraz odnawiania zabezpieczenia należytego wykonania GUD-K;
7. informowania OSD o zmianie POB lub zakończeniu świadczenia usługi bilansowania handlowego sprzedawcy, zgodnie z IRiESD;
8. przekazywania do OSD na zasadach i w terminach określonych w IRiESD, wniosków i reklamacji URD dotyczących świadczonych usług dystrybucji, zgłoszonych przez URD do sprzedawcy;
9. niezwłocznego, nie później niż w terminach określonych w IRiESD i Ustawie, rozpatrywania reklamacji URD i udzielania na nie odpowiedzi URD;
10. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD-K;
11. informowania URD o miejscach uzyskania informacji dotyczących postępowań reklamacyjnych, o których mowa w IRiESD;
12. niezwłocznego przekazywania OSD informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD-K i świadczonych przez OSD usług dystrybucji na podstawie umów kompleksowych zawartych przez sprzedawcę z URD;
13. 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 OSD. 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;
14. niezwłocznego dokonania odpowiednich zmian w umowie kompleksowej lub dokonania zgłoszenia nowej umowy kompleksowej, w przypadkach stwierdzenia przez OSD, 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 PGE Energetyka Kolejowa S.A. ;
15. zamieszczania w treści umowy kompleksowej z URD, w szczególności:
  - 1) zobowiązania URD do przestrzegania zapisów IRiESD oraz Taryfy PGE Energetyka Kolejowa S.A.
  - 2) zgody URD na gromadzenie i przetwarzanie ich danych osobowych przez OSD w zakresie określonym w umowie kompleksowej, w tym w związku z wykonywaniem przez OSD odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowych, a także kontrolą, modernizacją lub demontażem tych układów,
  - 3) zobowiązania URD do umożliwienia upoważnionym przedstawicielom OSD wykonania kontroli oraz umożliwienia uprawnionym przedstawicielom OSD 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 OSD, 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 OSD ma prawo do wstrzymania lub ograniczenia dostarczania energii elektrycznej przez OSD, w przypadkach określonych w Ustawie i w IRiESD,
- 6) postanowień dotyczących sprzedaży rezerwowej określonych w Ustawie i IRiESD, w tym pozyskiwania od URD wymaganych oświadczeń lub upoważnień w tym zakresie.

**V. Odniesienie do IRiESD oraz Taryfy PGE Energetyka Kolejowa S.A. w zakresie zasad udostępniania danych pomiarowych i rozliczeniowych:**

1. Udostępnianie sprzedawcy przez OSD danych pomiarowych i rozliczeniowych dla każdego PPE odbywa się na zasadach określonych w IRiESD i OSD.
2. W zakresie danych pomiarowych dotyczących prosumentów lub prosumentów zbiorowych, OSD udostępnia sprzedawcy dane obejmujące 15 minutowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD przez prosumenta lub prosumenta zbiorowego przed sumarycznym bilansowaniem i po sumarycznym bilansowaniu ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD.
3. W zakresie danych pomiarowych dotyczących członków spółdzielni energetycznych, OSD udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe obejmujące 15 minutowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej OSD i pobranej z tej sieci przez wszystkich członków spółdzielni energetycznej przed i po sumarycznym jej bilansowaniu z wszystkich faz.
4. Dane, o których mowa w ppkt 1, 2 i 3, udostępnione są sprzedawcy poprzez system, o którym mowa w GUD-K, w formacie określonym zgodnie z IRiESD.

**VI. Zasady wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, w tym odniesienie się do zapisów IRiESD:**

1. Wstrzymanie oraz wznowienie dostarczania energii elektrycznej odbywa się na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD.
2. Wymiana informacji w zakresie wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej pomiędzy sprzedawcą i OSD odbywa się poprzez system, o którym mowa w GUD-K.
3. Sprzedawca informuje URD, że OSD może wznowić dostarczanie energii elektrycznej bez odrębnego powiadomienia URD, również pod jego nieobecność.

**VII. Ograniczenia w wykonaniu postanowień GUD-K:**

1. OSD i sprzedawca dopuszczają ograniczenie lub wstrzymanie, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji będących przedmiotem GUDK, w przypadkach:
  - a) działania siły wyższej albo z winy URD lub osoby trzeciej, za które OSD i sprzedawca nie ponosi odpowiedzialności;
  - b) ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej w związku z zagrożeniem życia, zdrowia, mienia lub środowiska;
  - c) przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, przez czas i na warunkach określonych zgodnie z przepisami prawa;
  - d) ograniczenia w dostarczaniu mocy i energii elektrycznej wprowadzonymi zgodnie z Ustawą wraz z aktami wykonawczymi wydanymi do tej Ustawy;

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 254 z 266

- e) wystąpienia zdarzeń upoważniających do ograniczenia lub wstrzymania, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji przewidzianych w Ustawie i w IRiESD;
  - f) zaprzestania, niezależnie od przyczyny, bilansowania handlowego sprzedawcy przez POB, w szczególności w przypadku zawieszenia lub zaprzestania działalności POB na RB;
  - g) nieustanowienia, niezuzpełnienia lub nieodnowienia przez sprzedawcę na rzecz OSD zabezpieczenia należytego wykonania Umowy.
2. Ograniczenie lub wstrzymanie, o których mowa w ppkt 1, możliwe jest tylko w takim zakresie, w jakim zaistnienie danej przyczyny uniemożliwia realizację GUD-K. W szczególności zaistnienie przesłanki określonej w ppkt 1 lit. g) powyżej może polegać na wstrzymaniu przyjmowania przez OSD 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 ppkt 1.
  4. Wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej URD będącego prosumentem energii odnawialnej powoduje równocześnie wstrzymanie możliwości dostarczania do sieci dystrybucyjnej OSD energii wytworzonej przez tego URD.

### VIII. Rozliczenia finansowe i faktuowanie

- 1) Rozliczenia za świadczone przez OSD 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 PGE Energetyka Kolejowa S.A. z uwzględnieniem udzielonych przez OSD bonifikat oraz ilości zrealizowanych wznowień dostaw energii elektrycznej. W relacjach pomiędzy OSD a sprzedawcą rozliczenie usługi dystrybucji dla URD będącego prosumentem lub prosumentem zbiorowym, lub członkiem spółdzielni energetycznej, 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 PGE Energetyka Kolejowa S.A. obowiązującą w danym okresie zużycia energii elektrycznej. W takim przypadku OSD udostępnia do rozliczeń dane pomiarowe wyznaczone zgodnie z IRiESD.
- 3) W celu poprawnego rozliczenia URD, dla których część opłat z tytułu świadczonych usług dystrybucji nie wynika z ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSD, sprzedawca jest zobowiązany przekazywać OSD niezbędne informacje, w tym otrzymane od URD stosowne oświadczenia służące do prawidłowego rozliczenia usług dystrybucji, zgodnie z Taryfą PGE Energetyka Kolejowa S.A. i na zasadach określonych przez OSD.
- 4) W każdym przypadku za datę zapłaty uznaje się datę wpływu należności na rachunek bankowy Strony.
- 5) W przypadku opóźnień w płatnościach Strony mają prawo naliczyć odsetki określone w przepisach prawa za każdy dzień opóźnienia w płatnościach.
- 6) W przypadku, gdyby którakolwiek ze Stron przestała być czynnym podatnikiem podatku VAT ma ona obowiązek poinformowania o tym drugą Stronę, pod rygorem odszkodowania.
- 7) W przypadku opóźnienia w płatnościach w jakiegokolwiek części ponad 14 dni, OSD w pierwszej kolejności ma prawo do skorzystania z Zabezpieczenia.

- 8) Opłaty za wznowienie dostarczania energii elektrycznej URD, wstrzymanego na żądanie sprzedawcy ponosi sprzedawca na rzecz OSD. W innych przypadkach opłaty za wznowienie dostarczania energii elektrycznej ponosi URD na rzecz OSD.

## **IX. Postępowanie reklamacyjne i tryb rozstrzygnięcia 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), żadna ze Stron nie skieruje 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 renegotiację GUD-K, nie zwalnia Stron z dotrzymania swoich zobowiązań wynikających z GUD-K.
2. Zasady udzielania bonifikat:
  - 1) OSD udziela sprzedawcy, na zasadach oraz w terminach określonych w IRiESD oraz w Taryfie PGE Energetyka Kolejowa S.A. 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, OSD pokrywa koszty udzielonych bonifikat w wysokości określonej na podstawie ilości dni, o którą OSD przekroczył wynikający z IRiESD termin na udzielenie przez OSD odpowiedzi sprzedawcy. W przypadku, gdy przekroczenie terminu po stronie OSD jest większe niż całkowite przekroczenie terminu udzielenia odpowiedzi przez sprzedawcę, OSD pokrywa koszty bonifikat proporcjonalne do przekroczenia terminu odpowiedzi udzielonej URD. Wzajemne rozliczenie dotyczy jedynie przekroczeń terminów realizacji zgłoszeń skierowanych do OSD 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, OSD pokrywa koszty udzielonych bonifikat w pełnej wysokości pod warunkiem uprzedniego potwierdzenia przez OSD niedotrzymania tych parametrów.

## **X. Zmiany, renegotiacje 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

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 256 z 266



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 renegotjacji pod kątem dostosowania GUD-K do nowych okoliczności.
5. Jeśli sprzedawca nie zgadza się ze zmianami wprowadzonymi w IRiESD 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 lub WDB. Jeżeli oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-K zostanie złożone OSD najpóźniej na 2 dni robocze przed dniem wejścia w życie zmienionej IRiESD lub WDB, to w takim przypadku wypowiedzenie GUD-K następuje ze skutkiem na dzień poprzedzający wejście w życie zmienionej IRiESD lub WDB. Jeżeli natomiast oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-K zostanie złożone OSD 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 WDB do dnia wypowiedzenia GUD-K obowiązują postanowienia nowej IRiESD lub 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 wykreśleniu Strony z rejestru wobec przeprowadzenia postępowania likwidacyjnego. Prawo rozwiązania GUD-K, o którym mowa w niniejszym ustępie, 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 OSD przekraczających 30 dni kalendarzowych.
8. OSD 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 sprzedawcy;
  - 3) nieustanowienia, niezuzpełnienia 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 OSD na dystrybucję energii elektrycznej lub utraty przez OSD statusu 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.

#### **XI. Zasady sprzedaży rezerwowej:**

1. Zasady sprzedaży rezerwowej na podstawie rezerwowej umowy kompleksowej oraz warunki współpracy OSD i sprzedawcy w tym zakresie, zawarte są w IRiESD.
2. Sprzedawca, który wyraził zgodę na pełnienie funkcji sprzedawcy rezerwowego:
  - 1) składa w stosunku do URD, którzy wskazali sprzedawcę jako sprzedawcę rezerwowego, ofertę zawarcia umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej (zwanej dalej „rezerwową umową kompleksową”), z przyczyn wskazanych w Ustawie i IRiESD.
  - 2) przekazuje OSD aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane warunki sprzedaży rezerwowej, o których mowa w ppkt 1) lit. a). W przypadku zmiany ww. adresu strony internetowej, sprzedawca przekazuje OSD nowy adres strony internetowej, co najmniej 14 dni przed terminem zmiany tego adresu. Powyższe informacje przekazuje OSD w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD-K.
  - 3) w razie zaistnienia, określonych w Ustawie i IRiESD, podstaw do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej, otrzymuje od OSD działającego w imieniu i na rzecz URD oświadczenie o przyjęciu jego oferty. Zawarcie rezerwowej umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez OSD oświadczenia o przyjęciu oferty sprzedawcy w terminie wynikającym z Ustawy. Oświadczenie może obejmować łącznie wszystkich URD, dla których zaistniały podstawy do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej.
  - 4) otrzymuje oświadczenie, o którym mowa w ppkt 3), wraz z danymi URD określonymi w paszporcie PPE, w formie komunikatu udostępnianego poprzez system, o którym mowa w GUD-K lub formie e-mail na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD-K.

#### **XII. Zabezpieczenia finansowe:**

1. Sprzedawca ma obowiązek ustanowienia, uzupełniania oraz odnawiania na rzecz OSD zabezpieczenia należytego wykonania GUD-K („Zabezpieczenie”), w tym:
  - 1) Zabezpieczenie ustanawiane jest przez sprzedawcę bez wezwania OSD,
  - 2) Zabezpieczenie może zostać ustanowione, według wyboru sprzedawcy, w jednej lub kilku z następujących form:
    - a) kaucji pieniężnej, wpłaconej na rachunek bankowy OSD,

- b) nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji bankowej, wystawionej przez bank o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową akceptowaną przez OSD, na poziomie równoważnym BBB lub wyższym,
- c) nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji ubezpieczeniowej, wystawionej przez ubezpieczyciela o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową akceptowaną przez OSD, na poziomie równoważnym BBB lub wyższym,
- d) wpłaty środków pieniężnych na rachunek powierniczy/zastrzeżony prowadzony przez bank na rzecz OSD.
- 3) Wysokość Zabezpieczenia ustala się:
- a) przy zawieraniu GUD-k jako równowartość (w zł) iloczynu:
- i. 3- miesięcznej wielkości sprzedaży (liczonej w kWh) zadeklarowanej przez sprzedawcę
  - ii. oraz sumy składników opłat za usługi dystrybucji zależnych od zużycia energii elektrycznej (wyrażonych w zł/kWh) dla grupy taryfowej G11, według stawek opłat określonych w Taryfie PGE Energetyka Kolejowa S.A.
- b) w trakcie obowiązywania GUD-k jako wartość (w zł) nie mniejszą niż:
- i. 3-miesięczną, potwierdzoną wystawionymi przez OSD fakturami, wartość sprzedaży wraz z podatkiem VAT (liczoną w zł) dokonaną przez sprzedawcę w ramach GUD-k, liczoną za okres 3 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym ustalana jest aktualna wysokość Zabezpieczenia;
  - ii. wartość sprzedaży stanowiącą sumę:
    - 3-miesięcznej wartości sprzedaży objętej dokonanyymi przez sprzedawcę zgłoszeniami umów kompleksowych – wyliczonej jako iloczyn: 3-miesięcznej wielkości sprzedaży (wyrażonej w kWh) na podstawie deklaracji rocznych (zgodnie ze zgłoszeniami umów kompleksowych) oraz sumy składników opłat za usługi dystrybucji.
- oraz
- 3-miesięcznej wartości sprzedaży rezerwowej (możliwej do uruchomienia w okresie wskazanych w tirecie powyżej 3 miesięcy) - wyliczonej jako iloczyn: 3-miesięcznej wielkości sprzedaży rezerwowej (wyrażonej w kWh) możliwej do uruchomienia w okresie w/w 3 miesięcy oraz sumy składników opłat za usługi dystrybucji.
- 4) OSD ma prawo do skorzystania z Zabezpieczenia ustanowionego przez sprzedawcę na zaspokojenie roszczeń z tytułu wymagalnych należności wynikających z GUD-K.
- 5) OSD może zwolnić z ustanowienia Zabezpieczenia na pisemny wniosek sprzedawcy, w przypadku, gdy:
- sprzedawca posiada aktualną ocenę ratingową na poziomie równoważnym BBB lub wyższym,
  - podmiot, który posiada bezpośrednio lub pośrednio co najmniej 75% udziałów albo akcji sprzedawcy posiada ocenę ratingową na poziomie równoważnym BBB lub wyższym,
  - sprzedawca spełnia kryterium terminowości płatności.

OSD może obniżyć wysokość ustanowionego Zabezpieczenia na pisemny wniosek

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 259 z 266

sprzedawcy, o ile sprzedawca spełnia kryterium terminowości płatności.

**XIII. Postanowienia końcowe:**

1. Prawem właściwym dla GUD-K jest prawo polskie.
2. Wszelkie spory pomiędzy Stronami wynikające z niniejszej GUD-K będą rozpoznawane przez sąd właściwy miejscowo dla siedziby OSD
3. GUD-K jest sporządzona w języku polskim.

## Część B - Istotne postanowienia GUD

GUD zawiera następujące istotne postanowienia:

### I. Postanowienia wstępne:

1. OSD i sprzedawca przyjmują, że podstawę do ustalenia i realizacji warunków GUD stanowią w szczególności:
  - 1) IRiESD,
  - 2) WDB,
  - 3) Taryfa PGE Energetyka Kolejowa S.A.
2. IRiESD zatwierdzona przez osoby uprawnione do reprezentacji OSD stanowi część GUD-K. Dokonane po wejściu w życie GUD zmiany IRiESD lub WDB zatwierdzone przez osoby uprawnione do reprezentacji OSD, obowiązują przez osoby uprawnione do reprezentacji OSD i sprzedawcę bez konieczności sporządzania aneksu do GUD. W przypadku niezgodności zapisów GUD i IRiESD zatwierdzonej przez osoby uprawnione do reprezentacji OSD, obowiązują zapisy IRiESD. Nie wyklucza to prawa do rozwiązania GUD, zgodnie z GUD. Jednocześnie OSD i sprzedawca przyjmują, że przez osoby uprawnione do reprezentacji OSD 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 zatwierdzeniu przez osoby uprawnione do reprezentacji OSD o zatwierdzeniu IRiESD lub jej zmian przez zatwierdzonej przez osoby uprawnione do reprezentacji OSD, OSD poinformuje o tym sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD.
3. Warunkiem realizacji zobowiązań OSD wobec sprzedawcy wynikających z GUD jest jednoczesne obowiązywanie umów:
  - 1) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD a OSP;
  - 2) o świadczenie usług dystrybucji zawartych pomiędzy OSD a URD;
  - 3) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a POB wskazanym przez sprzedawcę – przez wskazanie POB rozumie się również oznaczenie samego sprzedawcy jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe;
  - 4) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy wskazanym przez sprzedawcę POB a OSP.
4. OSD 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.

### II. Przedmiot GUD:

1. Na mocy GUD OSD 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 OSD;
  - 2) zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży – dotyczy energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej OSD.

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 261 z 266

2. GUD wraz z IRiESD i Taryfą PGE Energetyka Kolejowa S.A. określa szczegółowe warunki świadczenia przez OSD usług dystrybucji oraz zasady współpracy OSD i sprzedawcy w tym zakresie, w szczególności:
  - 1) zasady i terminy zgłaszania przez sprzedawcę do OSD umów sprzedaży;
  - 2) zasady obejmowania postanowieniami GUD kolejnych URD i zobowiązania OSD 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 oraz zasady i warunki jego zmiany, w tym umocowanie wskazanego przez Sprzedawcę POB;
  - 5) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów sprzedaży;
  - 6) zasady wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD przez OSD;
  - 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. OSD zobowiązuje się w szczególności do:**

1. przyjmowania od sprzedawcy powiadomień o zawartych umowach sprzedaży oraz weryfikacji tych powiadomień zgodnie z IRiESD;
2. realizacji czynności niezbędnych do dostarczania energii elektrycznej do URD w związku ze zgłoszonymi przez sprzedawcę do OSD i przyjętymi przez OSD do realizacji umowami sprzedaży;
3. dystrybucji energii elektrycznej wprowadzonej do sieci OSD przez URD posiadającego moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej;
4. udostępniania sprzedawcy danych pomiarowych URD zgodnie z IRiESD;
5. wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD na zasadach określonych w Ustawie 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 i IRiESD;
8. powiadamiania o zmianie IRiESD, poprzez udostępnianie ich w swojej siedzibie oraz publikowania na stronie internetowej OSD;
9. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD;

### **IV. Sprzedawca zobowiązuje się w szczególności do:**

1. zgłaszania do OSD informacji o zawartych umowach sprzedaży, zmianie danych wskazanych w zgłoszeniu lub o wygaśnięciu lub rozwiązaniu umów sprzedaży, na zasadach określonych w IRiESD;
2. terminowego regulowania należności wynikających z GUD;
3. informowania OSD o zmianie POB lub zakończeniu świadczenia usługi bilansowania handlowego sprzedawcy, zgodnie z IRiESD;

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 262 z 266

4. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD;
5. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa i IRiESD;
6. niezwłocznego przekazywania OSD informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD;
7. zapewnienia bilansowania energii elektrycznej pobranej i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej OSD przez URD.

**V. Odniesienie do IRiESD w zakresie zasad udostępniania danych pomiarowych:**

1. Udostępnianie sprzedawcy przez OSD danych pomiarowych dla każdego PPE odbywa się na zasadach określonych w IRiESD;
2. Dane, o których mowa w ppkt 1, udostępnione są sprzedawcy poprzez wystawienie ich na wskazany przez OSD serwer ftp lub przekazanie na adres e-mail, wyszczególniony w Załączniku do GUD lub udostępnienie poprzez system, o którym mowa w GUD, w formacie określonym zgodnie z IRiESD.

**VI. Zasady wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, w tym odniesienie się do zapisów IRiESD:**

1. Wstrzymanie oraz wznowienie dostarczania energii elektrycznej odbywa się na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD.
2. Wymiana informacji w zakresie wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej pomiędzy sprzedawcą i OSD odbywa się poprzez system, o którym mowa w GUD.

**VII. Ograniczenia w wykonaniu postanowień GUD:**

1. OSD i sprzedawca dopuszczają ograniczenie lub wstrzymanie, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji będących przedmiotem GUD, w przypadkach:
  - a. działania siły wyższej albo z winy URD lub osoby trzeciej, za które OSD i sprzedawca nie ponosi odpowiedzialności;
  - b. ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej w związku z zagrożeniem życia, zdrowia, mienia lub środowiska;
  - c. przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, przez czas i na warunkach określonych zgodnie z przepisami prawa;
  - d. ograniczenia w dostarczaniu mocy i energii elektrycznej wprowadzonymi zgodnie z Ustawą wraz z aktami wykonawczymi wydanymi do tej Ustawy;
  - e. wystąpienia zdarzeń upoważniających do ograniczenia lub wstrzymania, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji przewidzianych w Ustawie i w IRiESD;
  - f. zaprzestania, niezależnie od przyczyny, bilansowania handlowego sprzedawcy przez POB, w szczególności w przypadku zawieszenia lub zaprzestania działalności POB na RB.
2. Ograniczenie lub wstrzymanie, o których mowa w ppkt 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 ppkt 1.

IRiESD		
	Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 19 czerwca 2024 r.	strona 263 z 266

4. Wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej URD posiadającego moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej powoduje równocześnie wstrzymanie możliwości wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej OSD.

### **VIII. Postępowanie reklamacyjne i tryb rozstrzygnięcia 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), żadna ze Stron nie skieruje 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 renegotiację GUD, nie zwalnia Stron z dotrzymania swoich zobowiązań wynikających z GUD.

### **IX. Zmiany, renegotiacje 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 renegotjacji pod kątem dostosowania GUD do nowych okoliczności.
5. Jeśli sprzedawca nie zgadza się ze zmianami wprowadzonymi w IRiESD 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 lub WDB. Jeżeli oświadczenie o wypowiedzeniu GUD zostanie złożone OSD najpóźniej na 2 dni robocze przed dniem wejścia w życie zmienionej IRiESD lub WDB, to w takim przypadku wypowiedzenie GUD następuje ze skutkiem na dzień poprzedzający wejście w życie zmienionej IRiESD lub WDB. Jeżeli natomiast oświadczenie o wypowiedzeniu GUD zostanie złożone OSD 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 WDB do dnia wypowiedzenia GUD obowiązują postanowienia nowej IRiESD lub 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:

- a) stwierdzenie przyczyny uzasadniającej wypowiedzenie GUD,
- b) określenie istotnych szczegółów naruszenia.

Prawo rozwiązania GUD, o którym mowa w niniejszym ustępie, nie przysługuje Stronie, która poprzez swoje umyślne działanie spowodowała istotne naruszenie postanowień GUD.

8. OSD 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 POB sprzedawcy.

9. Sprzedawca ma prawo do rozwiązania GUD ze skutkiem natychmiastowym w przypadku cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji OSD na dystrybucję energii elektrycznej lub utraty przez OSD statusu 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:**

1. Zasady sprzedaży rezerwowej na podstawie umowy sprzedaży rezerwowej oraz warunki współpracy OSD i sprzedawcy w tym zakresie, zawarte są w IRiESD.
2. Sprzedawca, który wyraził zgodę na pełnienie funkcji sprzedawcy rezerwowego:
  - 1) składa w stosunku do URD, którzy wskazali sprzedawcę jako sprzedawcę rezerwowego, ofertę zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej, z przyczyn wskazanych w Ustawie i IRiESD.
  - 2) przekazuje OSD aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane warunki sprzedaży rezerwowej. W przypadku zmiany ww. adresu strony internetowej, sprzedawca przekazuje OSD nowy adres strony internetowej, co najmniej 14 dni przed terminem zmiany tego adresu. Powyższe informacje przekazuje OSD w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD.
  - 3) w razie zaistnienia, określonych w Ustawie i IRiESD, podstaw do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej, otrzymuje od OSD działającego w imieniu i na rzecz URD oświadczenie o przyjęciu jego oferty. Zawarcie umowy sprzedaży rezerwowej następuje poprzez złożenie przez OSD oświadczenia o przyjęciu oferty sprzedawcy w terminie wynikającym z Ustawy. Oświadczenie może obejmować łącznie wszystkich URD, dla których zaistniały podstawy do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej.

- 4) otrzymuje oświadczenie, o którym mowa w ppkt 3), wraz z danymi URD, w formie komunikatu udostępnianego poprzez system, o którym mowa w GUD lub formie e-mail na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD.

**XI. Postanowienia końcowe:**

1. Prawem właściwym dla GUD jest prawo polskie.
2. Wszelkie spory pomiędzy Stronami wynikające z niniejszej GUD będą rozpoznawane przez sąd właściwy miejscowo dla siedziby OSD.
3. GUD jest sporządzona w języku polskim.