

Załącznik do obwieszczenia Ministra Klimatu i Środowiska
z dnia 12 czerwca 2025 r. (Dz. U. poz. 919)

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA¹⁾

z dnia 22 marca 2023 r.

w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego^{2), 3)}

Na podstawie art. 9 ust. 3 i 4⁴⁾ ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266, z późn. zm.⁵⁾) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci;
- 2) warunki przyłączenia do sieci, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich;
- 3) sposób prowadzenia obrotu energią elektryczną oraz procedurę zmiany sprzedawcy;

¹⁾ Na dzień ogłoszenia obwieszczenia w Dzienniku Ustaw Rzeczypospolitej Polskiej działem administracji rządowej – energia kieruje Minister Klimatu i Środowiska, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 19 grudnia 2023 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 2726).

²⁾ Niniejsze rozporządzenie służy stosowaniu:

- 1) rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, Dz. Urz. UE L 151 z 08.06.2016, str. 21, Dz. Urz. UE L 2 z 05.01.2018, str. 15 oraz Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24);
- 2) rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, str. 1 oraz Dz. Urz. UE L 118 z 06.05.2019, str. 10);
- 3) rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223 z 18.08.2016, str. 10);
- 4) rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającego 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 z 08.09.2016, str. 1);
- 5) rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz. Urz. UE L 259 z 27.09.2016, str. 42 oraz Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24);
- 6) rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220 z 25.08.2017, str. 1 oraz Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24);
- 7) rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6, Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24 oraz Dz. Urz. UE L 147 z 30.05.2022, str. 27);
- 8) rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 54 oraz Dz. Urz. UE L 31 z 01.02.2019, str. 108);
- 9) 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, str. 54 oraz Dz. Urz. UE L 152 z 03.06.2022, str. 45).

³⁾ Niniejsze rozporządzenie zostało notyfikowane Komisji Europejskiej w dniu 15 grudnia 2022 r. pod numerem 2022/866/PL zgodnie z § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597), które wdraża postanowienia dyrektywy (UE) 2015/1535 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 9 września 2015 r. ustanawiającej procedurę udzielania informacji w dziedzinie przepisów technicznych oraz zasad dotyczących usług społeczeństwa informacyjnego (ujednoczenie) (Dz. Urz. UE L 241 z 17.09.2015, str. 1).

⁴⁾ Art. 9 zmieniony przez art. 1 pkt 19 ustawy z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1681, z 2024 r. poz. 859 oraz z 2025 r. poz. 759), która weszła w życie z dniem 7 września 2023 r.; zgodnie z art. 47 ust. 1 ustawy z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne w brzmieniu dotychczasowym zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 tej ustawy, w brzmieniu nadanym ustawą z dnia 28 lipca 2023 r., nie dłużej jednak niż przez 36 miesięcy od dnia wejścia w życie tej ustawy, i mogą być zmieniane.

⁵⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2024 r. poz. 834, 859, 1847 i 1881 oraz z 2025 r. poz. 303 i 759.

- 4) warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji energii elektrycznej, prowadzenia ruchu sieciowego, eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych;
- 5) zakres, warunki i sposób bilansowania systemu elektroenergetycznego oraz prowadzenia z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu;
- 6) zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami systemowymi;
- 7) sposób koordynacji planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego;
- 8) warunki współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego, zarządzania przepływami i dysponowania mocą jednostek wytwórczych oraz postępowania w sytuacjach awaryjnych;
- 9) zakres i sposób przekazywania informacji między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami;
- 10) zakres i sposób przekazywania odbiorcom przez sprzedawcę informacji o strukturze paliw zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez sprzedawcę w poprzednim roku;
- 11) sposób informowania odbiorców przez sprzedawcę o miejscu, w którym są dostępne informacje o wpływie wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez sprzedawcę w poprzednim roku na środowisko, co najmniej w zakresie emisji dwutlenku węgla i radioaktywnych odpadów;
- 12) parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców;
- 13) sposób załatwiania reklamacji;
- 14) zakres i sposób udostępniania użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system przesyłowy jest połączony, informacji o:
 - a) warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci przesyłowej, korzystania z tej sieci i krajowego systemu elektroenergetycznego oraz pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, w tym w szczególności dotyczących realizacji obrotu transgranicznego, zarządzania siecią i bilansowania systemu, planowanych wyłączeniach jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, a także o ubytkach mocy tych jednostek wytwórczych,
 - b) ofertach bilansujących składanych dla jednostek wytwórczych, o których mowa w lit. a;
- 15) zakres i sposób informowania odbiorcy przez sprzedawcę o ilości zużytej przez tego odbiorcę energii elektrycznej w poprzednim roku oraz sposób informowania o miejscu, w którym są dostępne informacje o przykładowym zużyciu energii elektrycznej dla danej grupy przyłączeniowej odbiorców, środkach poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2025 r. poz. 711) i charakterystykach technicznych efektywnych energetycznie urządzeń.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) dostawca usług bilansujących – dostawcę usług bilansujących w rozumieniu art. 2 pkt 6 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6, z późn. zm.⁶⁾), zwanego dalej „rozporządzeniem 2017/2195”;
- 2) energia bilansująca – energię bilansującą w rozumieniu art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2017/2195;
- 3) europejska platforma wymiany energii bilansującej – platformę, o której mowa w art. 19, art. 20 i art. 21 rozporządzenia 2017/2195;
- 4) farma fotowoltaiczna – moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia;
- 5) farma wiatrowa – moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia;

⁶⁾ Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24 oraz Dz. Urz. UE L 147 z 30.05.2022, str. 27.

- 6) instalacja odbiorcza – instalację odbiorczą w rozumieniu art. 2 pkt 1 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223 z 18.08.2016, str. 10, z późn. zm.⁷⁾), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/1388”;
- 7) jednolite łączenie rynków dnia następnego – proces, o którym mowa w art. 2 pkt 26 rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.⁸⁾), zwanego dalej „rozporządzeniem 2015/1222”;
- 8) jednostka bilansowa – zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej utworzony na potrzeby rozliczania niezbilansowania;
- 9) jednostka grafikowa – zbiór rzeczywistych miejsc dostarczania energii elektrycznej, określonych dla zasobów użytkowników systemu, za pomocą których dostawca usług bilansujących świadczy usługi bilansujące;
- 10) jednostka odbiorcza – jednostkę odbiorczą w rozumieniu art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2016/1388;
- 11) jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – moduł wytwarzania energii:
 - a) przyłączony do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo
 - b) ciepły kondensacyjny o mocy osiągalnej równej 100 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompowy przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV, albo
 - c) przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV inny niż określony w lit. b, którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą energii elektrycznej i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ten moduł wytwarzania energii jest przyłączony;
- 12) jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – moduł wytwarzania energii o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV niebędący jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną;
- 13) miejsce dostarczania energii elektrycznej – miejsce, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określone w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będące jednocześnie miejscem jej odbioru;
- 14) miejsce przyłączenia – punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią;
- 15) moc bilansująca – moc bilansującą w rozumieniu art. 2 pkt 5 rozporządzenia 2017/2195;
- 16) moc przyłączeniowa – moc czynną planowaną do pobierania z sieci lub wprowadzania do sieci, określoną w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15-minutowych, służącą do zaprojektowania przyłącza;
- 17) moc umowna – moc czynną pobieraną z sieci lub wprowadzaną do sieci, określoną w:
 - a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej jako wartość nie mniejsza niż wyznaczona jako wartość maksymalna ze średniej wartości mocy w okresie 15-minutowym, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, albo
 - b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone z siecią każdego z tych operatorów, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniodziennych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo
 - c) umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zawieranej między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającymi co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią każdego z tych operatorów, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniodziennych pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych;

⁷⁾ Zmiana wymienionego rozporządzenia została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 2024/90113 z 20.02.2024.

⁸⁾ Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 151 z 08.06.2016, str. 21, Dz. Urz. UE L 2 z 05.01.2018, str. 15 oraz Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24.

- 18) moduł parku energii – moduł parku energii w rozumieniu art. 2 pkt 17 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, str. 1, z późn. zm.⁹⁾), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/631”;
- 19) moduł wytwarzania energii – moduł wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 5 rozporządzenia 2016/631;
- 20) moduł wytwarzania energii ciepły – moduł wytwarzania energii, który do wytwarzania energii jako główne źródło zasilania wykorzystuje spalanie paliw, energię jądrową lub zasilanie paliwami alternatywnymi w procesie innym niż spalanie;
- 21) oferta na energię bilansującą – ofertę cenową dostawy lub odbioru energii bilansującej stanowiącą część oferty zintegrowanego procesu grafikowania;
- 22) oferta na moce bilansujące – ofertę cenową dostawy mocy bilansujących stanowiącą część oferty zintegrowanego procesu grafikowania;
- 23) oferta portfolio na moce bilansujące – ofertę cenową dostawy mocy bilansujących składaną przez dostawcę usług bilansujących bez wskazania jednostek graficznych, za pomocą których będzie realizowana dostawa tych mocy;
- 24) oferta techniczna – ofertę z parametrami technicznymi świadczenia usług bilansujących stanowiącą część oferty zintegrowanego procesu grafikowania;
- 25) oferta zintegrowanego procesu grafikowania – ofertę zawierającą dane handlowe i dane techniczne, składającą się z oferty na energię bilansującą, oferty na moce bilansujące oraz oferty technicznej, składaną przez dostawcę usług bilansujących w odniesieniu do jednostki graficznej;
- 26) ograniczenia sieciowe – ograniczenia przesyłowe, o których mowa w art. 2 pkt 4 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, str. 54, z późn. zm.¹⁰⁾), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943”;
- 27) okres rozliczania energii bilansującej – jednostkę czasu, w odniesieniu do której rozlicza się energię bilansującą;
- 28) okres rozliczania mocy bilansującej – jednostkę czasu, w odniesieniu do której rozlicza się moc bilansującą danego typu w ramach danego procesu zakupu mocy bilansującej;
- 29) okres rozliczania niezbilansowania – okres rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2017/2195;
- 30) program pracy – program zawierający grafik obciążenia oraz grafiki rezerw mocy zgłoszony przez dostawcę usług bilansujących w odniesieniu do jednostki graficznej;
- 31) przełącznik samoczynnego częstotliwościowego odłączania (SCO) – wyodrębniony przełącznik albo funkcję w terminalu zabezpieczeniowym lub sterowniku układu sterowania stacji, które wykonują pomiar częstotliwości i porównanie częstotliwości zmierzonej z nastawioną wielkością kryterialną, po przekroczeniu której jest generowany sygnał sterujący w celu wyłączenia odbioru za pomocą wyłączników;
- 32) przyłączy – odcinek lub element sieci służące do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, dostosowane do mocy przyłączeniowej, z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
- 33) rezerwa mocy – rezerwę mocy czynnej w rozumieniu art. 3 ust. 2 pkt 16 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220 z 25.08.2017, str. 1, z późn. zm.¹¹⁾), zwanego dalej „rozporządzeniem 2017/1485”;
- 34) rezerwa operacyjna – rezerwę mocy możliwą do wykorzystania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego jako dostawa energii elektrycznej do sieci lub zmniejszenie poboru energii z sieci przez aktywację oferty na energię bilansującą, dostępną z okresem przygotowawczym, o którym mowa w art. 2 pkt 29 rozporządzenia 2017/2195, nie dłuższym niż 30 minut;

⁹⁾ Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 118 z 06.05.2019, str. 10 oraz Dz. Urz. UE L 2024/90110 z 20.02.2024.

¹⁰⁾ Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 152 z 03.06.2022, str. 45 oraz Dz. Urz. UE L 2024/1747 z 26.06.2024.

¹¹⁾ Zmiana wymienionego rozporządzenia została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24.

- 35) rzeczywiste miejsce dostarczania energii elektrycznej – miejsce dostarczania energii elektrycznej, w którym jest realizowana dostawa tej energii powiązana bezpośrednio z jej fizycznymi przepływami, której ilość jest wyznaczana za pomocą układu pomiarowo-rozliczeniowego, będące jednocześnie rzeczywistym miejscem odbioru tej energii;
- 36) stan odbudowy systemu – stan odbudowy systemu, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 38 rozporządzenia 2017/1485;
- 37) stan zagrożenia – stan zagrożenia, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 37 rozporządzenia 2017/1485;
- 38) stan zaniku zasilania – stan zaniku zasilania, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 22 rozporządzenia 2017/1485;
- 39) sterowany odbiór – instalację odbiorczą lub jednostkę odbiorczą posiadającą zdolność do czasowego ograniczenia lub zwiększenia poboru energii elektrycznej z sieci w wyniku zmiany zużycia energii elektrycznej przez tę instalację lub tę jednostkę;
- 40) swobodne bilansowanie – bilansowanie krajowego systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem dostępnych w danym okresie zakresów mocy określonych w ofertach zintegrowanego procesu grafikowania o najbardziej konkurencyjnych cenach za energię bilansującą, wymiany energii bilansującej na europejskich platformach wymiany energii bilansującej oraz procesu kompensowania niebilansowań na europejskiej platformie, o której mowa w art. 22 rozporządzenia 2017/2195; za dostępny zakres mocy uznaje się możliwy do wykorzystania w aktualnych warunkach pracy sieci zakres oferowanej mocy dyspozycyjnej modułu wytwarzania energii lub innych zasobów wchodzących w skład jednostki graficznej;
- 41) układ SCO – zespół urządzeń wykonujących pomiar częstotliwości za pomocą przekaźnika SCO, dystrybucję sygnałów sterujących i wyłączenie odbioru za pomocą wyłączników;
- 42) usługi bilansujące – usługi bilansujące w rozumieniu art. 2 pkt 3 rozporządzenia 2017/2195;
- 43) usługi systemowe – usługi świadczone na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego niezbędne do zapewnienia przez tego operatora prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej;
- 44) wirtualne miejsce dostarczania energii elektrycznej – miejsce dostarczania energii elektrycznej, w którym jest realizowana dostawa tej energii niepowiązana bezpośrednio z jej fizycznymi przepływami, której ilość jest wyznaczana, za pomocą algorytmów, na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej albo umowy kompleksowej, będące jednocześnie wirtualnym miejscem odbioru tej energii;
- 45) wyłączenie awaryjne – automatyczne lub ręczne wyłączenie urządzeń w przypadku zagrożenia bezpiecznej pracy urządzeń, instalacji lub sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska;
- 46) zakład wytwarzania energii – zakład wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 6 rozporządzenia 2016/631;
- 47) zapotrzebowanie sieci – zapotrzebowanie na moc odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz bezpośrednio do urządzeń, instalacji lub sieci przedsiębiorstw energetycznych innych niż operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, powiększone o straty w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz pomniejszone o moc bezpośrednio dostarczaną przez moduły wytwarzania energii do odbiorców z pominięciem sieci należącej do innych przedsiębiorstw energetycznych;
- 48) zasób – moduł wytwarzania energii, w tym instalację odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 3 pkt 20h ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”, magazyn energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 10k ustawy, instalację odbiorczą lub jednostkę odbiorczą, wraz z przyporządkowanymi im rzeczywistymi miejscami dostarczania energii elektrycznej.

Rozdział 2

Kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz warunki przyłączenia do sieci

§ 3. 1. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dzieli się na grupy, zwane dalej „grupami przyłączeniowymi”, według następujących kryteriów:

- 1) grupa przyłączeniowa I – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV;
- 2) grupa przyłączeniowa II – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV;

- 3) grupa przyłączeniowa III – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, ale niższym niż 110 kV;
- 4) grupa przyłączeniowa IV – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW;
- 5) grupa przyłączeniowa V – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW;
- 6) grupa przyłączeniowa VI – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane do sieci przez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie o przyłączenie do sieci, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane do sieci na czas określony, ale nie dłuższy niż rok.

2. Napięcie znamionowe, o którym mowa w ust. 1, określa się w miejscu dostarczania energii elektrycznej.

§ 4. 1. Z wyjątkiem przypadku, o którym mowa w art. 7 ust. 8d⁴ zdanie pierwsze ustawy, podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci, zwany dalej „wnioskodawcą”, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, do którego sieci ubiega się o przyłączenie.

2. Warunki przyłączenia określają w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia;
- 2) nieruchomość, obiekt lub lokal, do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których ma być odbierana;
- 3) miejsce rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane;
- 4) miejsce dostarczania energii elektrycznej;
- 5) moc przyłączeniową;
- 6) rodzaj przyłącza;
- 7) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem;
- 8) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne graniczne parametry ich pracy;
- 9) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej;
- 10) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 11) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i sposobu pozyskiwania danych z systemu pomiarowego;
- 12) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej;
- 13) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia wartości prądów:
 - a) zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączeń,
 - b) zwarć doziemnych i czasów ich wyłączeń lub trwał;
- 14) wymagany stopień skompensowania mocy biernej;
- 15) wymagania w zakresie:
 - a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - b) przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,
 - c) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi powodowanymi przez urządzenia, instalacje lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane,
 - d) wyposażenia urządzeń, instalacji lub sieci niezbędnego do współpracy z siecią, do której ma nastąpić przyłączenie;
- 16) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych;

- 17) dane i informacje dotyczące sieci niezbędne w celu doboru systemu ochrony przed porażeniami w instalacji lub sieci podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane;
- 18) schemat elektryczny z zaznaczeniem miejsca przyłączenia oraz miejsca rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane – w przypadku podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej I, II lub III.

3. Przepis ust. 1 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.

4. W przypadku przyłączenia do sieci przesyłowej miejsce:

- 1) przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci,
- 2) rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii elektrycznej i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączanego oraz
- 3) dostarczania energii elektrycznej

– określa się w stacji elektroenergetycznej, chyba że przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej określi inne miejsce.

5. Warunki przyłączenia wytwórcy energii elektrycznej lub posiadacza magazynu energii elektrycznej jako odbiorcy mocy i energii czynnej na potrzeby własne określają wymagania, dane i informacje, o których mowa w ust. 2, oraz wymagany stopień skompensowania mocy biernej podczas postępu 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.

6. Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej lub połączenia sieci dystrybucyjnych oraz zakres i warunki wykonania ekspertyzy, o której mowa w art. 7 ust. 8e ustawy, uzgadnia się z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w przypadku:

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

7. Na żądanie wnioskodawcy przedsiębiorstwo energetyczne przedstawia informacje o kryteriach sporządzenia ekspertyzy oraz wyniki ekspertyzy.

8. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, albo przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem, w przypadku, o którym mowa w ust. 6, dokonują uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową, z którego siecią ten operator lub to przedsiębiorstwo są połączeni.

9. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, oraz przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem, przed wydaniem warunków przyłączenia dla wytwórcy energii elektrycznej należącego do grupy przyłączeniowej III, IV lub V, uzgadniają je z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenia z siecią przesyłową, z którego siecią ten operator lub to przedsiębiorstwo są połączeni.

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

11. Operatorzy dokonują uzgodnień, o których mowa w:

- 1) ust. 6 i 10, w terminie nieprzekraczającym 45 dni od dnia złożenia dokumentacji dotyczącej warunków przyłączenia albo połączenia sieci;
- 2) ust. 9, w terminie nieprzekraczającym 21 dni od dnia złożenia dokumentacji dotyczącej warunków przyłączenia.

12. Przez przekazanie projektu warunków przyłączenia do uzgodnień, o których mowa w ust. 6, 9 lub 10, podmiot przekazujący 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. Podmiot przekazujący informuje wnioskodawcę o przekazaniu do uzgodnień projektu warunków przyłączenia.

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

14. W przypadku odmowy zawarcia umowy o przyłączenie, o której mowa w art. 7 ust. 1 ustawy, na żądanie wnioskodawcy przedsiębiorstwo energetyczne przedstawia informacje o działaniach, jakie muszą zostać podjęte w zakresie rozbudowy sieci, aby nastąpiło przyłączenie, wraz z określeniem kosztu opłaty za przyłączenie, o którym mowa w art. 7 ust. 9 ustawy. O powyższym uprawnieniu przedsiębiorstwo energetyczne informuje wnioskodawcę w powiadomieniu o odmowie przyłączenia.

§ 5. 1. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci, funkcjonowania oraz zapewniania bezpieczeństwa pracy urządzeń, instalacji i sieci określają:

- 1) przepisy rozporządzenia 2019/943;
- 2) przepisy wydane na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943;
- 3) postanowienia metod, warunków, wymogów i zasad przyjętych na podstawie przepisów wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943;
- 4) załącznik nr 1 do niniejszego rozporządzenia;
- 5) instrukcja, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, opracowana przez operatora systemu elektroenergetycznego właściwego ze względu na miejsce przyłączenia.

2. Załącznik nr 1 do rozporządzenia określa wymagania techniczne w zakresie:

- 1) przyłączania do sieci, funkcjonowania oraz zapewniania bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego dla urządzeń, instalacji i sieci należących do grup przyłączeniowych I–VI;
- 2) funkcjonowania oraz zapewniania bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego dla sieci elektroenergetycznych.

3. Wymagania techniczne, o których mowa w ust. 2, stosuje się, jeżeli po dniu wejścia w życie rozporządzenia:

- 1) opublikowano specyfikację warunków zamówienia w rozumieniu ustawy z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2024 r. poz. 1320 oraz z 2025 r. poz. 620, 769 i 794) dotyczącą wybudowania urządzenia, instalacji lub sieci albo zatwierdzono projekt techniczny dotyczący ich wybudowania;
- 2) dla urządzenia, instalacji lub sieci:
 - a) opublikowano specyfikację warunków zamówienia w rozumieniu ustawy z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych dotyczącą modernizacji albo
 - b) uzgodniono plany modernizacji z operatorem systemu elektroenergetycznego właściwym ze względu na miejsce przyłączenia, albo
 - c) zatwierdzono projekt techniczny dotyczący modernizacji– przy czym w tym przypadku wymagania stosuje się wyłącznie w zakresie parametrów lub cech urządzenia, instalacji lub sieci objętych tą modernizacją.

4. Jeżeli urządzenie, instalacja lub sieć nie podlegają wymogom rozporządzenia 2016/631, rozporządzenia 2016/1388 ani rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającego 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 z 08.09.2016, str. 1, z późn. zm.¹²⁾), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/1447”, nie stosuje się do nich wymagań technicznych określonych w części II załącznika nr 1 do niniejszego rozporządzenia.

¹²⁾ Zmiana wymienionego rozporządzenia została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 2024/90109 z 20.02.2024.

§ 6. 1. Wniosek o określenie warunków przyłączenia zawiera:

- 1) oznaczenie wnioskodawcy;
- 2) określenie mocy przyłączeniowej dla każdego miejsca dostarczania energii elektrycznej – w przypadku obiektów wielo-lokalowych lub posiadających urządzenia użytkowane przez wielu użytkowników z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, wraz z podaniem wartości tych współczynników;
- 3) przewidywany termin rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej lub jej poboru;
- 4) parametry techniczne, charakterystykę ruchową i eksploatacyjną przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci o mocy przyłączeniowej wyższej niż 40 kW;
- 5) określenie mocy minimalnej poboru dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 ustawy – w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej;
- 6) 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 I–IV;
- 7) schemat elektryczny jednokreskowy przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci, wraz z ich opisem.

2. Wniosek o określenie warunków przyłączenia dla wytwórców energii elektrycznej oprócz danych i informacji, o których mowa w ust. 1, zawiera:

- 1) określenie:
 - a) maksymalnej rocznej ilości wytwarzania energii elektrycznej i ilości tej energii dostarczanej do sieci,
 - b) mocy zainstalowanej, osiągalnej, dyspozycyjnej i pozornej modułów wytwarzania energii oraz mocy maksymalnej, o której mowa w art. 2 pkt 16 rozporządzenia 2016/631,
 - c) zakresu dopuszczalnych zmian obciążeń modułów wytwarzania energii lub ich grup,
 - d) liczbę przyłączanych modułów wytwarzania energii;
- 2) wielkość planowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w celu pokrycia potrzeb własnych wytwórcy energii elektrycznej;
- 3) stopień skompensowania mocy biernej związanej z:
 - a) odbiorem energii elektrycznej czynnej na potrzeby własne wytwórcy energii elektrycznej oraz
 - b) wprowadzaniem wyprodukowanej energii elektrycznej do sieci.

3. Wniosek o określenie warunków przyłączenia modułu parku energii, oprócz danych i informacji, o których mowa w ust. 1 i 2, zawiera:

- 1) specyfikację techniczną modułu parku energii;
- 2) specyfikację techniczną falownika.

4. Wniosek o określenie warunków przyłączenia:

- 1) farmy wiatrowej – zawiera dane i informacje, o których mowa w ust. 1 i 2, oraz określa:
 - a) liczbę turbin farmy wiatrowej,
 - b) typy turbin,
 - c) przewidywane wartości parametrów elektrycznych sieci i transformatorów wchodzących w skład instalacji i urządzeń farmy wiatrowej;
- 2) farmy fotowoltaicznej – zawiera dane i informacje, o których mowa w ust. 1 i 2, oraz określa:
 - a) liczbę paneli fotowoltaicznych i falowników farmy fotowoltaicznej,
 - b) typy paneli fotowoltaicznych i falowników,
 - c) przewidywane wartości parametrów elektrycznych sieci i transformatorów wchodzących w skład instalacji i urządzeń farmy fotowoltaicznej.

5. Przepis ust. 2 stosuje się odpowiednio do wniosku o określenie warunków przyłączenia magazynu energii elektrycznej oraz wniosku o określenie warunków przyłączenia modułu wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej.

6. Wniosek o określenie warunków przyłączenia magazynu energii elektrycznej oraz wniosek o określenie warunków przyłączenia modułu wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej, oprócz danych i informacji, o których mowa w ust. 1, zawierają określenie w szczególności:

- 1) pojemności nominalnej magazynu energii elektrycznej wyrażonej w kWh;
- 2) minimalnego i maksymalnego stopnia naładowania magazynu energii elektrycznej w odniesieniu do jego pojemności nominalnej;
- 3) technologii magazynowania energii elektrycznej;
- 4) mocy, która może być odbierana przez magazyn energii elektrycznej w punkcie jego przyłączenia do sieci;
- 5) mocy, która może być oddawana z magazynu energii elektrycznej w punkcie jego przyłączenia do sieci;
- 6) planowanej maksymalnej rocznej ilości energii elektrycznej odbieranej z sieci oraz oddawanej do sieci przez magazyn energii elektrycznej;
- 7) dopuszczalnej szybkości zmian obciążenia, oddzielnie dla odbioru i oddawania energii elektrycznej;
- 8) maksymalnej liczby pełnych cykli pracy magazynu energii elektrycznej w danej jednostce czasu;
- 9) przewidywanego czasu eksploatacji magazynu energii elektrycznej;
- 10) sprawności magazynu energii elektrycznej, o której mowa w art. 7 ust. 2c ustawy;
- 11) wartości planowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w celu pokrycia potrzeb własnych oraz ogólnych magazynu energii elektrycznej;
- 12) stopnia skompensowania mocy biernej związanej z:
 - a) odbiorem energii elektrycznej czynnej na potrzeby własne magazynu energii elektrycznej oraz
 - b) odbiorem i oddawaniem energii elektrycznej na potrzeby magazynowania energii elektrycznej.

7. Wniosek o określenie warunków przyłączenia może zawierać także wymagania dotyczące odmiennych od standardowych parametrów technicznych energii elektrycznej lub parametrów jej dostarczania, w tym:

- 1) dopuszczalnej zawartości interharmonicznych i wyższych harmonicznych;
- 2) dopuszczalnej asymetrii napięć;
- 3) dopuszczalnych odchyłeń i wahań napięcia w miejscu dostarczania energii elektrycznej;
- 4) dopuszczalnego czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej.

8. Do wniosku o określenie warunków przyłączenia, oprócz dokumentów wymienionych w art. 7 ust. 8d ustawy, o ile są wymagane, dołącza się:

- 1) dokument potwierdzający tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci;
- 2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci, względem istniejącej sieci oraz usytuowanie sąsiednich obiektów;
- 3) 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;
- 4) 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.

§ 7. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej określa wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz udostępnia ten wzór na swojej stronie internetowej w wersji edytowalnej umożliwiającej jego uzupełnienie w postaci elektronicznej.

2. Wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej podmiotu zaliczanego do grupy przyłączeniowej I lub II określa co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego informuje na swojej stronie internetowej o każdej zmianie wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia.

3. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia modułu wytwarzania energii lub magazynu energii elektrycznej zawierają pouczenie o zasadach i terminie wniesienia zaliczki, o której mowa w art. 7 ust. 8a ustawy.

4. Wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia dla modułu parku energii zawiera wzór specyfikacji technicznych, o których mowa w § 6 ust. 3.

5. Wzór wniosku zawiera informacje o możliwości rozstrzygnięcia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE”, sporu w sprawie przyłączenia do sieci na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy.

§ 8. 1. Jeżeli wniosek o określenie warunków przyłączenia nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku wskazanego w § 6 lub wymagań określonych w art. 7 ustawy lub został złożony niezgodnie ze wzorem, o którym mowa w § 7 ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej 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.

2. W przypadku nieusunięcia braków w wyznaczonym terminie wniosek pozostawia się bez rozpoznania, o czym przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informuje wnioskodawcę.

§ 9. 1. Warunki połączenia koordynowanej sieci 110 kV między:

- 1) operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych,
- 2) operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego a urządzeniami, instalacjami lub sieciami zlokalizowanymi poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej

– określa umowa o połączenie; warunki te wymagają uzgodnienia z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

2. Warunki połączenia, o których mowa w ust. 1 pkt 2, określa się, jeżeli dotyczą wyłącznie pracy w układach wydzielonych, przez wyodrębnienie modułów wytwarzania energii lub obszarów sieci dystrybucyjnej.

3. Warunki połączenia sieci między niebędącymi operatorami przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej określa umowa o połączenie. Warunki te uzgadnia się z operatorem lub operatorami prowadzącymi ruch tych sieci, a w przypadku:

- 1) braku takich operatorów – z operatorem lub operatorami sieci, z którą przedsiębiorstwa te są połączone;
- 2) sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym – również z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

4. Uzgodnień, o których mowa w ust. 1 i 3, dokonuje się w terminie nieprzekraczającym 60 dni od dnia złożenia dokumentów dotyczących połączenia sieci, określonych w umowie o połączenie.

Rozdział 3

Sposób prowadzenia obrotu energią elektryczną

§ 10. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzi obrót energią elektryczną na warunkach określonych w ustawie, koncesji, taryfie i umowie sprzedaży energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej.

§ 11. 1. W celu zmiany sprzedawcy odbiorca końcowy zawiera:

- 1) umowę o świadczenie usług dystrybucji z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się dystrybucją energii elektrycznej – w przypadku zawarcia przez odbiorcę końcowego umowy sprzedaży energii elektrycznej;

- 2) umowę kompleksową między sprzedawcą a odbiorcą końcowym albo
- 3) umowę sprzedaży energii elektrycznej z nowym sprzedawcą, jeżeli posiada zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się dystrybucją energii elektrycznej.

2. Umowy, o których mowa w ust. 1, zawiera się przed rozwiązaniem umowy sprzedaży energii elektrycznej albo umowy kompleksowej zawartych przez odbiorcę końcowego z dotychczasowym sprzedawcą.

3. Wypowiedzenia umowy sprzedaży energii elektrycznej albo umowy kompleksowej zawartej z dotychczasowym sprzedawcą energii elektrycznej dokonuje odbiorca końcowy albo upoważniony przez niego nowy sprzedawca energii elektrycznej.

4. Nowy sprzedawca energii elektrycznej w imieniu własnym oraz odbiorcy końcowego powiadamia o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej albo umowy kompleksowej oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej dotychczasowe przedsiębiorstwo zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej. W treści powiadomienia wskazuje się datę rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej, która nastąpi w terminie nie późniejszym niż 90 dni od dnia złożenia powiadomienia. Powiadomienie składa się nie później niż w terminie 21 dni przed planowanym terminem wejścia w życie umowy sprzedaży energii elektrycznej albo umowy kompleksowej.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w ust. 4, dokonuje jego weryfikacji i informuje nowego sprzedawcę o wyniku tej weryfikacji, a w przypadku gdy stwierdzi, że powiadomienie, o którym mowa w ust. 4, zawiera błędy lub braki formalne, informuje nowego sprzedawcę o konieczności dokonania zmiany lub uzupełnienia tego powiadomienia, wykazując wszystkie błędy lub braki formalne. Przez dni robocze rozumie się dni od poniedziałku do piątku inne niż dni ustawowo wolne od pracy.

6. Jeżeli błędy lub braki formalne, o których mowa w ust. 5, nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej dokonuje negatywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w ust. 4, informując o tym nowego sprzedawcę, który przedłożył powiadomienie.

7. Zmiana sprzedawcy i rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej albo usługi kompleksowej przez nowego sprzedawcę następuje nie później niż w terminie 21 dni od dnia dokonania powiadomienia, o którym mowa w ust. 4, pod warunkiem jego pozytywnej weryfikacji przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, chyba że w powiadomieniu określony został późniejszy termin rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej, z zastrzeżeniem terminów, o których mowa w ust. 4.

8. Zmiana sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej albo umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę. Informacja od dotychczasowego sprzedawcy o braku możliwości rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej albo umowy kompleksowej nie wstrzymuje procesu zmiany sprzedawcy.

Rozdział 4

Warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji energii elektrycznej, prowadzenia ruchu sieciowego, eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych

§ 12. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej świadczy usługi przesyłania lub dystrybucji tej energii na warunkach określonych w:

- 1) koncesji;
- 2) taryfie;
- 3) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowie kompleksowej;
- 4) instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy;
- 5) metodach, warunkach, wymogach i zasadach, o których mowa w art. 9g ust. 12 ustawy;
- 6) procedurach określonych w wykonaniu obowiązków wynikających z przepisów wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943.

2. Usługa przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu:

- 1) niezawodności dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 2) parametrów jakościowych energii elektrycznej.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej:

- 1) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi energii elektrycznej, o których mowa w § 45, i na warunkach określonych w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej;
- 2) instaluje układy pomiarowo-rozliczeniowe;
- 3) powiadamia odbiorców oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie, o której mowa w § 49 pkt 4;
- 4) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej;
- 5) udostępnia lub przekazuje odbiorcy, wytwórcy energii elektrycznej, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, sprzedawcy, podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie, dostawcy usług bilansujących, dostawcy mocy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 4 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2025 r. poz. 610), a także innym podmiotom upoważnionym przez odbiorcę, wytwórcę energii elektrycznej lub posiadacza magazynu energii elektrycznej dane pomiarowe na zasadach określonych w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, lub w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195;
- 6) umożliwia użytkownikowi systemu wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną lub odebraną energię elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów;
- 7) informuje użytkownika systemu, którego urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci operatora systemu elektroenergetycznego, albo właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, o konieczności spełnienia wymagań technicznych w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej zgodnych z najlepszą praktyką i aktualnym poziomem wiedzy technicznej, wynikającym w szczególności z Polskich Norm lub norm wydawanych przez reprezentatywne krajowe lub międzynarodowe organizacje.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługę dystrybucji energii elektrycznej:

- 1) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom standardowe profile zużycia energii elektrycznej, z wyłączeniem odbiorców, u których zainstalowano licznik zdalnego odczytu;
- 2) opracowuje i wdraża procedury umożliwiające zmianę sprzedawcy.

§ 13. W ramach udostępniania użytkownikom systemu i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system przesyłowy jest połączony, informacji, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 12 ustawy, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego na swojej stronie internetowej publikuje:

- 1) instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, wraz z jej zmianami;
- 2) metody, warunki, wymogi i zasady, o których mowa w art. 9g ust. 12 ustawy, w szczególności warunki dotyczące bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, wraz ze zmianami tych dokumentów, przy czym jeżeli te metody, warunki, wymogi lub zasady zostały przyjęte w innym języku niż język polski, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego publikuje je w wersji obcojęzycznej wraz z ich tłumaczeniem na język polski;
- 3) procedury określone przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w wykonaniu obowiązków wynikających z przepisów wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943;
- 4) obowiązującą taryfę;
- 5) standardy wymiany danych stosowane w ramach systemów teleinformatycznych określonych w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, lub w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195;

- 6) wzory wniosków o zawarcie umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej umożliwiające ich uzupełnienie w postaci elektronicznej;
- 7) wzorce umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej;
- 8) wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci przesyłowej;
- 9) prognozy zdolności przesyłowych na potrzeby wymiany międzysystemowej;
- 10) zdolności przesyłowe na potrzeby wymiany międzysystemowej oferowane przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, a także prognozowaną oraz zrealizowaną wymianę międzysystemową;
- 11) informacje o planowanych remontach i odstawieniach jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych oraz powykonawczo o ubytkach mocy tych jednostek;
- 12) informacje o ofertach zintegrowanego procesu grafikowania i ofertach portfolio na moce bilansujące; informacje te podlegają anonimizacji.

§ 14. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może na wniosek posiadacza jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej zmienić status modułu wytwarzania energii z jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej na jednostkę wytwórczą centralnie koordynowaną albo zwolnić posiadacza tego modułu z określonego w § 19 ust. 7 obowiązku wskazania dostawcy usług bilansujących oraz z obowiązku podlegania pełnemu zakresowi dysponowania określonego w § 20 ust. 4 pkt 1 w odniesieniu do jednostki graficznej utworzonej z tego modułu. Zmieniając status modułu albo udzielając zwolnienia, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego bierze pod uwagę w szczególności:

- 1) uwarunkowania technologiczne pracy modułu wytwarzania energii;
- 2) datę uruchomienia, stan techniczny modułu wytwarzania energii i wielkość nakładów inwestycyjnych niezbędnych do spełnienia wymagań technologicznych dla jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych;
- 3) znaczenie modułu wytwarzania energii dla bezpieczeństwa pracy systemu i bilansowania systemu elektroenergetycznego.

2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, może być złożony już we wniosku o określenie warunków przyłączenia.

3. Status modułu wytwarzania energii jako jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej albo jednostki wytwórczej centralnie koordynowanej oraz zmianę statusu lub zwolnienie, o których mowa w ust. 1, uwzględnia się w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

4. Odmowa uwzględnienia wniosku o zmianę statusu modułu wytwarzania energii lub zwolnienia z obowiązków określonych w § 19 ust. 7 i § 20 ust. 4 pkt 1 powinna zawierać uzasadnienie. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego powiadamia o odmowie wnioskodawcę oraz Prezesa URE.

§ 15. 1. Określone w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej postanowienia dotyczące ilości przesyłanej energii elektrycznej uwzględniają:

- 1) sposób określania i rozliczania niezbilansowania użytkownika systemu:
 - a) na podstawie informacji o zakupionej lub sprzedanej energii elektrycznej przedstawiających zbiór danych określający ilości energii elektrycznej, poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz rzeczywiście dostarczonej lub pobranej energii elektrycznej – oddzielnie dla poszczególnych okresów rozliczania niezbilansowania, albo
 - b) według standardowego profilu zużycia energii elektrycznej oraz rzeczywiście dostarczonej lub pobranej energii elektrycznej;
- 2) sposób zgłaszania informacji o umowach sprzedaży energii elektrycznej;
- 3) w przypadku gdy umowa ta jest zawierana między:
 - a) operatorem systemu elektroenergetycznego a wytwórcą energii elektrycznej lub posiadaczem magazynu energii elektrycznej – obowiązki stron wynikające z realizacji usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w zakresie, o którym mowa w § 12 ust. 2, a także zasady korzystania w niezbędnym zakresie przez operatora z sieci, instalacji i urządzeń należących do wytwórcy energii elektrycznej lub posiadacza magazynu energii elektrycznej oraz miejsca rozgraniczania własności tych sieci, instalacji i urządzeń,

- b) operatorem systemu elektroenergetycznego a niebędącym operatorem przedsiębiorstwem energetycznym posiadającym koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej – warunki świadczenia usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej dla odbiorców przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa w zakresie, o którym mowa w § 12 ust. 2,
- c) operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego – warunki świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej dla odbiorców znajdujących się na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w zakresie, o którym mowa w § 12 ust. 2.

2. Rozliczanie niezbilansowania użytkownika systemu prowadzi się dla poszczególnych grup przyłączeniowych:

- 1) I–IV – na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. a;
- 2) V – na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. b, z wyjątkiem użytkowników systemu posiadających liczniki zdalnego odczytu, których niezbilansowanie rozlicza się na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. a;
- 3) VI – na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. a, z wyjątkiem użytkowników systemu przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, nieposiadających liczników zdalnego odczytu, którzy są rozliczani na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. b.

§ 16. Ruch sieciowy i eksploatacja sieci odbywają się zgodnie z instrukcją, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, opracowaną i udostępnianą przez właściwego operatora.

§ 17. 1. Plany remontów lub wyłączenia z ruchu urządzeń lub instalacji, w tym ograniczenia dyspozycyjności modułów wytwarzania energii w związku z planowanymi pracami, wymagają zgłoszenia zgodnie z zasadami i w terminach określonych w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, do operatora systemu elektroenergetycznego właściwego ze względu na miejsce przyłączenia.

2. W przypadku modułu wytwarzania energii będącego jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną lub jednostką wytwórczą centralnie koordynowaną zgłoszenia, o których mowa w ust. 1:

- 1) obejmują plany remontów lub wyłączenia z ruchu na okres planowania obejmujący lata kalendarzowe, na które operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego określił i opublikował wymagania, o których mowa w ust. 4;
- 2) kieruje się do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, poczynawszy od dnia opublikowania wymagań, o których mowa w ust. 4.

3. Jeżeli moduł wytwarzania energii będący jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną lub jednostką wytwórczą centralnie koordynowaną jest przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV, zgłoszenia, o których mowa w ust. 1, kieruje się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego właściwego ze względu na miejsce przyłączenia oraz do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

4. W ramach planowania pracy sieci elektroenergetycznej operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego sporządza, publikuje na swoich stronach internetowych i na bieżąco aktualizuje wymagania dotyczące dyspozycyjności modułów wytwarzania energii, o których mowa w ust. 2, wynikające z konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej w okresach planowania określonych w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, przy czym okres ten jest nie krótszy niż 5 lat kalendarzowych. Wymagania te:

- 1) operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego określa dla przedziałów czasowych objętych okresem planowania;
- 2) dotyczą:
 - a) minimalnej liczby dyspozycyjnych modułów wytwarzania energii w danym węźle sieci lub danej grupie węzłów sieci oraz
 - b) minimalnej mocy dyspozycyjnej modułów wytwarzania energii w danym węźle sieci lub danej grupie węzłów sieci;
- 3) uwzględniają uwarunkowania techniczne wynikające ze stosowanej technologii wytwarzania energii elektrycznej, w szczególności z wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem lub wykorzystywania odnawialnych źródeł energii.

5. W instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może ustanowić w roku kalendarzowym jeden okres, nie dłuższy niż 60 dni, w którym przeprowadza analizy sieciowe umożliwiające opracowanie planów wyłączeń elementów sieci i określenie oraz opublikowanie wymagań, o których mowa w ust. 4.

6. Analizy sieciowe, o których mowa w ust. 5, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przeprowadza na podstawie dostępnych informacji o:

- 1) istniejących i planowanych warunkach pracy sieci, w tym wyłączeniach elementów sieci;
- 2) realizowanych i planowanych pracach eksploatacyjnych, inwestycyjnych lub modernizacyjnych w sieci elektroenergetycznej;
- 3) istniejących i planowanych ograniczeniach dyspozycyjności modułów wytwarzania energii, zgłoszonych do operatora przed rozpoczęciem okresu, o którym mowa w ust. 5.

7. W przypadku gdy wytwórca energii elektrycznej zgłosił w okresie, o którym mowa w ust. 5, nowe ograniczenie dyspozycyjności modułu wytwarzania energii na okres rozpoczynający się w następnym roku lub w kolejnych latach albo zmianę wcześniejszego zgłoszenia, uznaje się, że zgłoszenie miało miejsce po upływie tego okresu. Nie dotyczy to zgłoszeń, o których mowa w ust. 8.

8. W przypadku gdy ograniczenie dyspozycyjności z przyczyn innych niż awaria modułu wytwarzania energii ma się rozpocząć przed upływem trzech miesięcy od daty zgłoszenia, wytwórca energii elektrycznej jest obowiązany uzgodnić jego termin i zakres z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Zgłoszenie ograniczenia dyspozycyjności modułu wytwarzania energii, do którego operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie zgłosił zastrzeżeń w terminie 7 dni roboczych od daty zgłoszenia, uznaje się za uzgodnione.

9. Z wyłączeniem zgłoszeń, o których mowa w ust. 8, w przypadku gdy wytwórca energii elektrycznej zgłosił ograniczenie dyspozycyjności modułu wytwarzania energii kolidujące z wymaganiami, o których mowa w ust. 4, i o których operator informował na swoich stronach internetowych przed datą zgłoszenia tego ograniczenia dyspozycyjności, wytwórca energii elektrycznej jest obowiązany, na wniosek operatora, do zmiany terminu lub zakresu ograniczenia dyspozycyjności tego modułu.

10. O wystąpieniu kolizji, o której mowa w ust. 9, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego informuje wytwórcę energii elektrycznej w terminie 7 dni roboczych od daty zgłoszenia ograniczenia dyspozycyjności modułu wytwarzania energii. W informacji tej operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego wskazuje niespełnione wymaganie dotyczące dyspozycyjności modułów wytwarzania energii, wynikające z konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, stanowiące przyczynę kolizji.

11. Z wyłączeniem zgłoszeń, o których mowa w ust. 8, jeżeli zostanie stwierdzona kolizja zgłoszonego ograniczenia dyspozycyjności modułu wytwarzania energii z wymaganiami dotyczącymi dyspozycyjności tego modułu, o których operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie informował na swoich stronach internetowych przed datą zgłoszenia planowanego ograniczenia dyspozycyjności, operator może zwrócić się do wytwórcy energii elektrycznej z wnioskiem o zmianę terminu lub zakresu planowanego ograniczenia dyspozycyjności na zgodne z tymi wymaganiami.

12. Zmiana terminu lub zakresu planowanego ograniczenia dyspozycyjności na zgodne z wnioskiem operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, o którym mowa w ust. 11, jest dokonywana po uzgodnieniu przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznej oraz wytwórcę energii elektrycznej rekompensaty finansowej, która obejmuje wyłączenie:

- 1) rzeczywiście ponoszone i możliwe do udokumentowania koszty bezpośrednio wynikające ze zmiany terminu lub zakresu planowanego ograniczenia dyspozycyjności;
- 2) koszty i utracone przychody wynikające z transakcji na rynku wtórnym, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, które dostawca mocy zawarł w celu dostosowania swojego obowiązku mocowego do zmienionego terminu lub zakresu ograniczenia dyspozycyjności, przy czym utracone przychody jedynie w tej części, w jakiej łącznie dostawcy mocy wchodzący w skład grupy kapitałowej w rozumieniu art. 4 pkt 14 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. z 2024 r. poz. 1616 oraz z 2025 r. poz. 794), do której należy wytwórca energii elektrycznej, nie mogą przenieść obowiązków mocowych na inne dyspozycyjne jednostki rynku mocy w ich zarządzaniu do poziomu niepowodującego w przypadku żadnej z tych jednostek rynku mocy przekroczenia iloczynu mocy osiągalnej netto jednostki rynku mocy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 22 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności, o którym mowa w art. 18 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy;

- 3) inne koszty związane z dostosowaniem lub brakiem możliwości dostosowania wielkości obowiązków mocowych, o których mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, jeżeli operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego zobowiązał się do ich pokrycia;
- 4) utracone korzyści wynikające z wydłużenia z przyczyn niezależnych od wytwórcy energii elektrycznej ograniczenia dyspozycyjności względem długości pierwotnie zgłoszonego ograniczenia dyspozycyjności.

§ 18. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego zapewnia dostęp do połączeń międzysystemowych, w zakresie posiadanych zdolności przesyłowych, na warunkach uzgodnionych z operatorami systemów przesyłowych państw sąsiadujących z terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, z wykorzystaniem mechanizmu udostępniania zdolności przesyłowych spełniającego wymagania niedyskryminacji i przejrzystości.

2. W odniesieniu do udostępniania zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych łączących Rzeczpospolitą Polską z innymi państwami członkowskimi Unii Europejskiej stosuje się w szczególności zasady wynikające z przepisów:

- 1) rozporządzenia 2015/1222,
 - 2) rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz. Urz. UE L 259 z 27.09.2016, str. 42, z późn. zm.¹³⁾),
 - 3) rozporządzenia 2017/2195,
 - 4) rozporządzenia 2019/943 i przepisów wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 tego rozporządzenia
- oraz metod, warunków, wymogów i zasad, przyjętych na podstawie tych przepisów.

Rozdział 5

Zakres, warunki i sposób bilansowania systemu elektroenergetycznego oraz prowadzenia z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu

§ 19. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, bilansując system elektroenergetyczny, bierze pod uwagę:

- 1) zrównoważenie zapotrzebowania na energię elektryczną i jej wytwarzania oraz wymagane rezerwy mocy;
- 2) ograniczenia sieciowe;
- 3) parametry techniczne i dyspozycyjność zasobów przyłączonych do sieci elektroenergetycznej;
- 4) zgłoszone programy pracy, złożone oferty zintegrowanego procesu grafikowania i złożone oferty portfolio na moce bilansujące;
- 5) wymianę energii bilansującej na europejskich platformach wymiany energii bilansującej i proces kompensowania niezbilansowań na europejskiej platformie, o której mowa w art. 22 rozporządzenia 2017/2195, od dnia, w którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego rozpoczyna uczestnictwo w procesach operacyjnych prowadzonych na danej platformie.

2. W umowie lub umowach o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej użytkownik systemu w odniesieniu do każdego swojego zasobu przyłączonego do sieci albo podmiot przez niego upoważniony:

- 1) wskazuje podmiot odpowiedzialny za bilansowanie;
- 2) może wskazać dostawcę usług bilansujących.

3. W przypadku gdy użytkownikiem systemu, o którym mowa w ust. 2, jest odbiorca końcowy przyłączony do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej:

- 1) sprzedawca wybrany przez tego odbiorcę, z którym zawarł on umowę sprzedaży energii elektrycznej albo umowę kompleksową dotyczącą zasobu tego odbiorcy, wskazuje podmiot odpowiedzialny za bilansowanie tego zasobu;
- 2) ten odbiorca albo podmiot przez niego upoważniony mogą wskazać dostawcę usług bilansujących dla zasobu tego odbiorcy.

¹³⁾ Zmiana wymienionego rozporządzenia została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24.

4. Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 7 rozporządzenia 2017/2195:

- 1) odpowiada za niezbilansowanie zasobu użytkownika systemu przez jedną jednostkę bilansową utworzoną z zasobów, w odniesieniu do których został wskazany przez tego użytkownika systemu jako podmiot odpowiedzialny za bilansowanie;
- 2) zgłasza operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego do realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej, które dotyczą zasobów wchodzących w skład jednostki bilansowej;
- 3) jest stroną rozliczeń z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego z tytułu niezbilansowania;
- 4) rozlicza się z tytułu niezbilansowania z użytkownikami systemu, którzy wskazali go jako podmiot odpowiedzialny za bilansowanie w odniesieniu do swoich zasobów ujętych w jednostce bilansowej.

5. Dostawca usług bilansujących:

- 1) korzysta z zasobów użytkowników systemu i rozporządza tymi zasobami, dla których użytkownicy systemu wskazali go jako dostawcę usług bilansujących, w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących przez co najmniej jedną jednostkę grafikową utworzoną z tych zasobów;
- 2) zgłasza operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego programy pracy, składa oferty zintegrowanego procesu grafikowania i składa oferty portfolio na moce bilansujące;
- 3) jest stroną rozliczeń z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego z tytułu świadczonych usług bilansujących, niedostarczonych mocy bilansujących oraz rezerwy operacyjnej;
- 4) rozlicza się w związku z rozliczeniami, o których mowa w pkt 3, z użytkownikiem systemu, który wskazał go jako dostawcę usług bilansujących w odniesieniu do swoich zasobów ujętych w jednostce grafikowej.

6. Zasób przyłączony do sieci elektroenergetycznej:

- 1) wchodzi w skład jednej jednostki bilansowej,
- 2) może wchodzić w skład jednej jednostki grafikowej

– przy czym role podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie i dostawcy usług bilansujących dla tego zasobu mogą pełnić różne podmioty.

7. Jeżeli użytkownik systemu posiada jednostkę wytwórczą centralnie dysponowaną, wskazuje w umowie, o której mowa w § 15 ust. 1, dostawcę usług bilansujących wykonującego obowiązki określone w ust. 5 w odniesieniu do tej jednostki.

8. W warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego określa zasady szczególne, na jakich tworzy się jednostki bilansowe:

- 1) operatora systemu elektroenergetycznego;
- 2) wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej (NEMO) w rozumieniu art. 2 pkt 23 rozporządzenia 2015/1222 lub kontrahenta centralnego w rozumieniu art. 2 pkt 42 rozporządzenia 2015/1222, lub podmiotu prowadzącego rynek organizowany, o którym mowa w art. 3 pkt 44 ustawy, na potrzeby obsługi transakcji sprzedaży i zakupu energii elektrycznej zawartych na rynku organizowanym, których wykonanie polega na wymianie energii elektrycznej między podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie;
- 3) uczestnika wymiany międzysystemowej na potrzeby realizacji wymiany międzysystemowej, w ramach której zakup zdolności przesyłowych następuje odrębnie od obrotu energią elektryczną.

9. W przypadku jednostek bilansowych, o których mowa w ust. 8, podmiot odpowiedzialny za bilansowanie wykonuje zadania wymienione w ust. 4 w sposób i w zakresie odpowiednim dla danego rodzaju jednostki. Sposób i zakres wykonywania tych zadań określają warunki dotyczące bilansowania.

§ 20. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego umożliwia tworzenie jednostek grafikowych składających się z:

- 1) jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej,
- 2) modułu wytwarzania energii innego niż określony w pkt 1,

- 3) magazynu energii elektrycznej,
- 4) sterowanego odbioru,
- 5) grupy zasobów wymienionych w pkt 2–4, w tym grupy zasobów tworzących zamknięty system dystrybucyjny – pod warunkiem, że łączna moc osiągalna zasobów tworzonej jednostki grafikowej jest równa 200 kW lub wyższa.

2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 pkt 5:

- 1) łączna moc osiągalna zasobów wchodzących w skład jednostki grafikowej jest równa 50 MW lub niższa, z wyłączeniem przypadku, gdy w skład jednostki grafikowej wchodzi wyłącznie zasoby tworzące pojedynczy zamknięty system dystrybucyjny;
- 2) jeżeli zasoby wchodzące w skład grupy zasobów są przyłączone lub odwzorowane w różnych węzłach sieci, dostawca usług bilansujących określa w zgłoszonych programach pracy oraz złożonych ofertach zintegrowanego procesu grafikowania, na zasadach określonych w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, w jakiej części zasoby tworzące jednostkę grafikową będą wykorzystywane do wykonywania zgłoszonych programów pracy oraz świadczenia oferowanych usług bilansujących w podziale na poszczególne węzły sieci:
 - a) sieci przesyłowej lub sieci o napięciu znamionowym 110 kV, w ramach których te zasoby są przyłączone,
 - b) łączące sieć o napięciu znamionowym 110 kV z siecią średniego napięcia w podziale na szyny po stronie średniego napięcia, w ramach których te zasoby są przyłączone lub odwzorowane.

3. Jednostka grafikowa podlega poleceniom operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego:

- 1) w ograniczonym zakresie dysponowania obejmującym zmianę obciążenia w zakresie oferowanej mocy dyspozycyjnej albo
- 2) w pełnym zakresie dysponowania obejmującym zmianę obciążenia w pełnym zakresie mocy dyspozycyjnej.

4. Jednostka grafikowa utworzona z:

- 1) jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej – podlega pełnemu zakresowi dysponowania;
- 2) modułu wytwarzania energii innego niż jednostka wytwórcza centralnie dysponowana albo magazynu energii elektrycznej – podlega pełnemu albo ograniczonemu zakresowi dysponowania zgodnie z wnioskiem dostawcy usług bilansujących;
- 3) zasobu innego niż określony w pkt 1 lub 2 lub z grupy zasobów – podlega ograniczonemu zakresowi dysponowania.

5. Dostawca usług bilansujących, o którym mowa w § 19 ust. 7, jest obowiązany do wystąpienia z wnioskiem o utworzenie jednostki grafikowej złożonej z jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej.

6. Warunkiem utworzenia jednostki grafikowej jest pomyślne ukończenie procesu kwalifikacji wstępnej odpowiedniego dla zakresu usług bilansujących, które dostawca usług bilansujących będzie świadczyć przez tę jednostkę grafikową. Proces kwalifikacji wstępnej prowadzi operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego na wniosek właściciela zasobu albo podmiotu umocowanego przez właściciela zasobu do korzystania i rozporządzania zasobem w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących z wykorzystaniem tego zasobu.

7. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego:

- 1) określa, na wniosek właściciela zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, przyporządkowanie tego zasobu do węzła sieci o napięciu znamionowym 110 kV albo węzła łączącego sieć średniego napięcia z siecią o napięciu znamionowym 110 kV, w podziale na szyny po stronie średniego napięcia, na potrzeby świadczenia usług bilansujących;
- 2) współpracuje z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w procesie kwalifikacji wstępnej prowadzonym dla zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej tego operatora;
- 3) zapewnia właściwe przyporządkowanie do jednostek bilansowych i jednostek grafikowych zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej tego operatora, w szczególności w zakresie danych pomiarowych.

§ 21. 1. Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie zgłasza operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego umowy sprzedaży energii dla jednostki bilansowej dla każdego okresu rozliczania niezbilansowania.

2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przyjmuje zgłoszenia umów sprzedaży energii na dobę d w dniu d-1 i umożliwia ich aktualizację co najmniej do czasu zamknięcia bramki dla rynku dnia bieżącego, o którym mowa w art. 59 rozporządzenia 2015/1222.

3. Dostawca usług bilansujących zgłasza operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego programy pracy i składa oferty zintegrowanego procesu grafиковania w odniesieniu do jednostki grafиковej oraz może złożyć oferty portfolio na moce bilansujące.

4. W przypadku gdy jednostka grafиковa składa się z zasobów wchodzących w skład różnych jednostek bilansowych, dostawca usług bilansujących określa w ofertach zintegrowanego procesu grafиковania, w jakiej części wykonanie tych ofert przypisuje się do poszczególnych jednostek bilansowych.

5. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przyjmuje zgłoszenia programów pracy i oferty zintegrowanego procesu grafиковania na dobę d w dniu d-1 i umożliwia ich aktualizację co najmniej do czasu zamknięcia bramki dla rynku dnia bieżącego, o którym mowa w art. 59 rozporządzenia 2015/1222.

6. W warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego:

- 1) określa zasady aktualizacji umów sprzedaży energii, ofert zintegrowanego procesu grafиковania i programów pracy;
- 2) może nałożyć ograniczenia w zakresie aktualizacji ofert zintegrowanego procesu grafиковania zgodnie z art. 24 ust. 6 lub 7 rozporządzenia 2017/2195.

§ 22. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nabywa moce bilansujące, odrębnie w górę i w dół, na podstawie ofert portfolio na moce bilansujące oraz ofert zintegrowanego procesu grafиковania, biorąc pod uwagę zgłoszone programy pracy i ograniczenia sieciowe.

2. Dostawca usług bilansujących, którego moce bilansujące zostały zakupione na podstawie oferty portfolio na moce bilansujące lub oferty na moce bilansujące, jest obowiązany do zgłoszenia dla jednostek grafиковych, w odniesieniu do których została zakupiona moc bilansująca, grafиковów rezerw mocy oraz ofert na energię bilansującą, obejmujących co najmniej wielkość zakupionych mocy, na zasadach określonych w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195.

3. Rozliczenia z tytułu mocy bilansujących prowadzi operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dla:

- 1) każdego typu mocy bilansujących dla każdego okresu rozliczania mocy bilansującej, dla którego następuje zakup mocy bilansujących,
- 2) każdego dostawcy usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących zakupionych na podstawie ofert portfolio na moce bilansujące,
- 3) każdej jednostki grafиковej w zakresie mocy bilansujących zakupionych na podstawie ofert zintegrowanego procesu grafиковania

– na podstawie wielkości zakupionych mocy bilansujących oraz cen rozliczeniowych mocy bilansujących.

4. Ceny rozliczeniowe mocy bilansujących określa się dla każdego typu mocy bilansujących jako ceny krańcowe wyznaczone w ramach danego procesu zakupu mocy bilansujących dla danego okresu rozliczania mocy bilansujących.

5. W przypadku gdy dostawca usług bilansujących nie dostarczył mocy bilansujących, o których mowa w ust. 2, uiszcza na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego opłatę z tytułu niedostarczenia mocy bilansujących.

6. Wielkość niedostarczonych mocy bilansujących wyznacza się na podstawie:

- 1) wielkości mocy bilansujących zakupionych od tego dostawcy usług bilansujących;
- 2) ofert na energię bilansującą, o których mowa w ust. 2;
- 3) zgłoszonych programów pracy;

- 4) dyspozycyjności układów regulacji do świadczenia mocy bilansujących;
- 5) mocy dyspozycyjnej;
- 6) poprawności realizacji poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

7. Ceny rozliczeniowe niedostarczonych mocy bilansujących wyznacza się dla każdego typu mocy bilansujących dla każdego okresu rozliczania energii bilansującej na podstawie cen odtworzenia niedostarczonych mocy bilansujących, a jeżeli nie miało miejsca nabycie mocy bilansujących w celu odtworzenia niedostarczonych mocy bilansujących – jako:

- 1) wartość najwyższej ceny rozliczeniowej mocy bilansujących w dół odpowiadających typem niedostarczonym mocom bilansującym z okresów rozliczania mocy bilansujących obejmujących dany okres rozliczania energii bilansującej – w przypadku mocy bilansujących w dół;
- 2) większą z wartości:
 - a) najwyższej ceny rozliczeniowej mocy bilansujących w górę odpowiadających typem niedostarczonym mocom bilansującym z okresów rozliczania mocy bilansujących obejmujących dany okres rozliczania energii bilansującej albo
 - b) ceny rezerwy operacyjnej, o której mowa w § 25 ust. 2– w przypadku mocy bilansujących w górę.

8. W zakresie, w jakim energia elektryczna odpowiadająca wielkości niedostarczonych mocy bilansujących podlegała rozliczeniu na zasadach określonych w § 26, cenę, o której mowa w ust. 7, pomniejsza się o cenę, o której mowa w § 26 ust. 2 pkt 3, przy czym tak wyznaczona cena jest nie mniejsza niż 0 zł.

9. W przypadku uzyskania odstępstwa, o którym mowa w art. 6 ust. 9 zdanie pierwsze lub drugie i akapit drugi rozporządzenia 2019/943, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może stosować inne niż określone w ust. 1–8 zasady nabywania i rozliczania mocy bilansujących.

§ 23. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego prowadzi rozliczenia z tytułu niezbilansowania dla każdego okresu rozliczania niezbilansowania dla każdej jednostki bilansowej na podstawie:

- 1) otrzymanych informacji o ilości energii elektrycznej wynikającej z zawartych umów sprzedaży energii elektrycznej;
- 2) zmierzonych ilości energii elektrycznej rzeczywiście dostarczonej do sieci lub pobranej z sieci;
- 3) ilości energii elektrycznej wynikającej z poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego dotyczących wykorzystania oferty na energię bilansującą jednostki grafkowej lub jednostek grafkowych, w których skład wchodzi zasoby wchodzące w skład jednostki bilansowej;
- 4) ceny niezbilansowania, o której mowa w ust. 2.

2. Cenę niezbilansowania określa się dla okresu rozliczania niezbilansowania na podstawie jednostkowego kosztu energii bilansującej wyznaczonego na podstawie ilości energii bilansującej aktywowanej w danym okresie rozliczania niezbilansowania na potrzeby pokrycia niezbilansowania wszystkich podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie i cen energii bilansującej, o których mowa w § 24 ust. 4 pkt 1 i 2, przy czym jeżeli suma niezbilansowania wszystkich podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie jest:

- 1) dodatnia (przekontraktowanie) – cena niezbilansowania jest nie wyższa niż cena jednolitego łączenia rynków dnia następnego dotycząca okresu obejmującego dany okres rozliczania niezbilansowania;
- 2) ujemna (niedokontraktowanie) – cena niezbilansowania jest nie niższa niż cena jednolitego łączenia rynków dnia następnego dotycząca okresu obejmującego dany okres rozliczania niezbilansowania.

§ 24. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego pozyskuje energię bilansującą:

- 1) na podstawie ofert zintegrowanego procesu grafikowania i programów pracy lub
- 2) przez udział w funkcjonowaniu europejskich platform wymiany energii bilansującej – od dnia, w którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego rozpoczyna uczestnictwo w procesach operacyjnych prowadzonych na danej platformie.

2. Na potrzeby udziału w funkcjonowaniu europejskich platform wymiany energii bilansującej operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dokonuje przekształcenia ofert zintegrowanego procesu grafikowania na oferty energii bilansującej z produktów standardowych zgodnie z art. 27 rozporządzenia 2017/2195, biorąc pod uwagę prognozowaną cenę rezerwy operacyjnej.

3. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego prowadzi rozliczenia energii bilansującej dla każdej jednostki grafikowej w zakresie ilości energii bilansującej:

- 1) aktywowanej w ramach każdej z europejskich platform wymiany energii bilansującej, wyznaczonej dla okresów rozliczeniowych zdefiniowanych dla poszczególnych platform i przypisanej do tej jednostki grafikowej, w zakresie, w jakim oferta zintegrowanego procesu grafikowania złożona w odniesieniu do tej jednostki została zgodnie z art. 27 rozporządzenia 2017/2195 przekształcona na ofertę energii bilansującej z produktu standardowego aktywowaną na danej platformie;
- 2) wynikającej z poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego dotyczących wykorzystania ofert zintegrowanego procesu grafikowania niewynikających z pkt 1, wyznaczonej dla okresu rozliczania energii bilansującej.

4. W rozliczeniu energii bilansującej z dostawcą usług bilansujących stosuje się, po przeprowadzeniu korekt, o których mowa w § 27, wyznaczonych dla danej jednostki grafikowej dla każdego okresu rozliczania energii bilansującej:

- 1) ceny energii bilansującej wyznaczone na poszczególnych europejskich platformach wymiany energii bilansującej dla energii bilansującej aktywowanej na tych platformach dotyczące danego okresu rozliczania energii bilansującej;
- 2) cenę energii bilansującej zintegrowanego procesu grafikowania, wyznaczoną zgodnie z ust. 5, dla energii bilansującej aktywowanej w ramach swobodnego bilansowania poza europejskimi platformami wymiany energii bilansującej;
- 3) cenę równą mniejszej z wartości:
 - a) ceny energii bilansującej zintegrowanego procesu grafikowania, wyznaczonej zgodnie z ust. 5, albo
 - b) ceny jednolitego łączenia rynków dnia następnego dotyczącej okresu obejmującego okres rozliczania energii bilansującej– dla energii bilansującej innej niż wymieniona w pkt 1 lub 2, aktywowanej jako zwiększenie dostawy do sieci lub zmniejszenie poboru z sieci;
- 4) cenę równą większej z wartości:
 - a) ceny energii bilansującej zintegrowanego procesu grafikowania wyznaczonej zgodnie z ust. 5 albo
 - b) ceny jednolitego łączenia rynków dnia następnego dotyczącej okresu obejmującego okres rozliczania energii bilansującej– dla energii bilansującej innej niż wymieniona w pkt 1 lub 2, aktywowanej jako zmniejszenie dostawy do sieci lub zwiększenie poboru z sieci.

5. Cenę energii bilansującej zintegrowanego procesu grafikowania określa się dla każdego okresu rozliczania energii bilansującej jako sumę:

- 1) ceny krańcowej wyznaczonej na podstawie ofert zintegrowanego procesu grafikowania dostępnych w czasie rzeczywistym dla swobodnego bilansowania na potrzeby pokrycia zapotrzebowania na energię bilansującą, które nie zostało pokryte przez energię bilansującą aktywowaną na europejskich platformach wymiany energii bilansującej;
- 2) ceny rezerwy operacyjnej, o której mowa w § 25 ust. 2.

6. Przed zastosowaniem korekt, o których mowa w § 27, w przypadku gdy rozliczenie dotyczy energii bilansującej dostarczonej z zakupionych mocy bilansujących w górę, ceny, o których mowa w ust. 4 pkt 1–3, pomniejsza się dla jednostki grafikowej, z której dostarczono tę energię, o:

- 1) prognozowaną cenę rezerwy operacyjnej, o której mowa w ust. 2 – w przypadku cen, o których mowa w ust. 4 pkt 1;
- 2) cenę rezerwy operacyjnej, o której mowa w § 25 ust. 2 – w przypadku cen, o których mowa w ust. 4 pkt 2 i 3.

§ 25. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego prowadzi rozliczenia z tytułu rezerwy operacyjnej:

- 1) dla każdego okresu rozliczania energii bilansującej;
- 2) dla każdej jednostki grafikowej;
- 3) na podstawie wielkości rezerwy operacyjnej:
 - a) nieobjętej zakupionymi mocami bilansującymi w górę innej niż wymieniona w lit. b oraz ceny rezerwy operacyjnej wyznaczonej zgodnie z ust. 2 lub
 - b) wynikającej z aktywacji energii bilansującej w ramach europejskich platform wymiany energii bilansującej, o której mowa w § 24 ust. 3 pkt 1, polegającej na zmniejszeniu dostawy do sieci lub zwiększeniu poboru energii z sieci oraz prognozowanych cen rezerwy operacyjnej, o których mowa w § 24 ust. 2.

2. Cenę rezerwy operacyjnej wyznacza się dla każdego okresu rozliczania energii bilansującej na podstawie:

- 1) sumy wielkości rezerwy operacyjnej wszystkich jednostek grafikowych;
- 2) minimalnej wielkości rezerwy operacyjnej wymaganej dla zachowania bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego;
- 3) prawdopodobieństwa wystąpienia zdarzenia, które spowoduje brak możliwości spełnienia wymagania, o którym mowa w pkt 2, wyznaczonego dla charakterystycznych okresów odpowiadających porze roku, rodzajowi lub porze dnia;
- 4) wartości niedostarczonej energii, o której mowa w art. 2 pkt 9 rozporządzenia 2019/943, albo jej części;
- 5) ceny krańcowej, o której mowa w § 24 ust. 5 pkt 1.

3. Cena rezerwy operacyjnej wyznaczona zgodnie z ust. 2 jest nie wyższa niż wartość określonej dla danej doby maksymalnej ceny rezerwy operacyjnej. Dobową wartość maksymalnej ceny rezerwy operacyjnej określa trajektoria maksymalnej ceny rezerwy operacyjnej ustalona w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195. Zasady określania dobowej maksymalnej ceny rezerwy operacyjnej stosuje się odrębnie dla każdego kwartału kalendarzowego.

§ 26. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego prowadzi rozliczenia z tytułu różnicy między ilością energii elektrycznej rzeczywiście dostarczonej lub pobranej a ilością energii, która miała zostać dostarczona lub pobrana w wyniku wykonania programu pracy skorygowanego o ilość energii bilansującej aktywowanej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego do wysokości, w jakiej różnica ta była objęta mocami dyspozycyjnymi zgłoszonymi w ofercie na energię bilansującą.

2. Rozliczenie, o którym mowa w ust. 1, prowadzi się:

- 1) dla każdego okresu rozliczania energii bilansującej;
- 2) dla każdej jednostki grafikowej;
- 3) na podstawie wielkości różnicy, o której mowa w ust. 1, i ceny równej większej z wartości:
 - a) ceny rezerwy operacyjnej, o której mowa w § 25 ust. 2, albo
 - b) 10 % rocznej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku, obliczonej zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, przy czym do dnia opublikowania nowej ceny przez Prezesa URE, włącznie z tym dniem, stosuje się cenę opublikowaną w poprzednim roku.

3. Dostawca usług bilansujących uiszcza na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego opłatę z tytułu rozliczenia różnicy, o której mowa w ust. 1, jeżeli wielkość tej różnicy jest większa niż 3 % ilości energii odpowiadającej zakresowi oferowanej w ofercie na energię bilansującą mocy dyspozycyjnej jednostki grafikowej, która byłaby dostarczona w danym okresie rozliczania energii bilansującej.

§ 27. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego wyznacza dla jednostki grafikowej korekty uzupełniające cen rozliczeniowych energii bilansującej.

2. Dla jednostki grafikowej, dla której w danej dobie nie są stosowane ceny za uruchomienie lub ceny te były równe 0 zł, korekty uzupełniające cen rozliczeniowych energii bilansującej wyznacza się:

- 1) odrębnie dla każdego okresu rozliczania energii bilansującej:
 - a) w którym jednostka grafikowa była uruchomiona w wyniku poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz zgodnie ze zgłoszonym programem pracy lub
 - b) dla którego stan pracy jednostki grafikowej w danym okresie oraz stany pracy tej jednostki w sąsiednich okresach rozliczania energii bilansującej nie były zależne ze względu na parametry techniczne tej jednostki;
- 2) łącznie dla każdej grupy następujących po sobie okresów rozliczania energii bilansującej w danej dobie, dla których nie są spełnione warunki, o których mowa w pkt 1.

3. Dla jednostki grafikowej, dla której w danej dobie stosowana cena za uruchomienie jest większa niż 0 zł, korekty uzupełniające cen rozliczeniowych energii bilansującej wyznacza się:

- 1) odrębnie dla każdego okresu rozliczania energii bilansującej, w którym jednostka grafikowa była uruchomiona w wyniku poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz zgodnie ze zgłoszonym programem pracy;
- 2) łącznie dla wszystkich okresów rozliczania energii bilansującej w danej dobie, dla których nie jest spełniony warunek, o którym mowa w pkt 1.

4. W przypadku, o którym mowa w ust. 2 i ust. 3 pkt 1, korekta uzupełniająca jest różnicą:

- 1) kosztów dostawy lub odbioru energii bilansującej wyznaczonych zgodnie z ust. 7,
- 2) należności wyznaczonych zgodnie z ust. 8

– odniesioną do ilości energii bilansującej dla danego okresu rozliczania energii bilansującej lub grupy okresów rozliczania energii bilansującej, o której mowa w ust. 2 pkt 2.

5. W przypadku, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, korekta uzupełniająca jest sumą:

- 1) różnicy kosztów dostawy lub odbioru energii bilansującej wyznaczonych zgodnie z ust. 7 i należności wyznaczonych zgodnie z ust. 8,
- 2) różnicy kosztów uruchomień jednostki grafikowej utworzonej z pojedynczego modułu wytwarzania energii cieplnej wynikających z wykonanych poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz ze zgłoszonego programu pracy

– odniesioną do ilości energii bilansującej dla danych okresów rozliczania energii bilansującej.

6. Jeżeli różnica kosztów, o której mowa w ust. 5 pkt 2, jest różna od 0 zł, a jednocześnie wyznaczenie korekty uzupełniającej cen rozliczeniowych energii bilansującej nie jest możliwe ze względu na ilość energii bilansującej, o której mowa w ust. 5, różnica ta podlega rozliczeniu na zasadach określonych w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195.

7. Koszty dostawy lub odbioru energii bilansującej wyznacza się z zastosowaniem:

- 1) dla dostawy energii bilansującej – mniejszej z następujących cen:
 - a) ceny wymuszonej dostawy energii elektrycznej, zwanej dalej „CWD”,
 - b) ceny ofertowej z oferty na energię bilansującą

– powiększonej o cenę rezerwy operacyjnej w przypadku energii, o której mowa w § 24 ust. 3 pkt 2, albo o prognozowaną cenę rezerwy operacyjnej, o której mowa w § 24 ust. 2, w przypadku energii, o której mowa w § 24 ust. 3 pkt 1, jeżeli moc, z której jest realizowana dostawa energii bilansującej, podlegałaby rozliczeniu z tytułu rezerwy operacyjnej w przypadku realizacji zgłoszonego programu pracy;
- 2) dla odbioru energii bilansującej – większej z następujących cen:
 - a) ceny wymuszonego odbioru energii elektrycznej, zwanej dalej „CWO”,
 - b) ceny ofertowej z oferty na energię bilansującą.

8. Należności uwzględnione przy wyznaczaniu korekty uzupełniającej cen rozliczeniowych energii bilansującej wyznacza się jako sumę:

- 1) wartości energii bilansującej wyznaczonej według cen, o których mowa w § 24 ust. 4, bez zastosowania korekt, z zastosowaniem § 24 ust. 6;
- 2) należności z tytułu zakupionych mocy bilansujących, w zakresie mocy bilansujących, które nie mogłyby być świadczone w przypadku realizacji zgłoszonego programu pracy oraz nie podlegały rozliczeniu z tytułu niedostarczenia mocy bilansujących zgodnie z § 22;
- 3) należności z tytułu rezerwy operacyjnej, w zakresie mocy, która nie podlegałaby rozliczeniu z tytułu rezerwy operacyjnej w przypadku realizacji zgłoszonego programu pracy.

9. Koszty uruchomień, o których mowa w ust. 5 pkt 2, wyznacza się na podstawie cen za uruchomienie, zwanych dalej „CU”, oraz na podstawie cen ofertowych z oferty na energię bilansującą w przypadku uruchomień i odstawień jednostki grafkowej innych niż wynikające ze zgłoszonego programu pracy.

10. Jeżeli różnica, o której mowa w ust. 4, jest ujemna, nie stosuje się korekty uzupełniającej, o której mowa w ust. 4.

11. Jeżeli suma, o której mowa w ust. 5, jest ujemna i mniejsza niż różnica, o której mowa w ust. 5 pkt 2, korekta uzupełniająca, o której mowa w ust. 5, jest równa mniejszej z wartości:

- 1) różnicy, o której mowa w ust. 5 pkt 2, odniesionej do ilości energii bilansującej dla danych okresów rozliczania energii bilansującej albo
- 2) zeru.

12. Składniki, na podstawie których wyznacza się CWD, CWO i CU, ustala się zgodnie z § 28 w umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej.

§ 28. 1. Dla jednostki grafkowej utworzonej z pojedynczego modułu wytwarzania energii innego niż moduł wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej CWD i CWO wyznacza się na podstawie:

- 1) kosztu paliwa podstawowego, wyznaczonego zgodnie z ust. 3:
 - a) pomnożonego przez 1,05 – w przypadku CWD,
 - b) pomnożonego przez 0,95 – w przypadku CWO;
- 2) współczynnika przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną, wyznaczonego zgodnie z ust. 4;
- 3) jednostkowego kosztu uprawnień do emisji dwutlenku węgla, wyznaczonego zgodnie z ust. 5;
- 4) jednostkowego wskaźnika emisyjności paliwa podstawowego w zakresie dwutlenku węgla;
- 5) wysokości wsparcia, wyznaczonego zgodnie z ust. 6, które odejmuje się przy wyznaczaniu CWD i CWO;
- 6) pozostałych kosztów zmiennych wyznaczonych zgodnie z ust. 7:
 - a) pomnożonych przez 1,05 – w przypadku CWD,
 - b) pomnożonych przez 0,95 – w przypadku CWO.

2. W przypadku gdy CWD, wyznaczona zgodnie z ust. 1, ma wartość mniejszą lub równą 0, do rozliczeń przyjmuje się wartość 0,01 zł za MWh.

3. Koszt paliwa podstawowego wyznacza się na podstawie:

- 1) w przypadku modułu wytwarzania energii wykorzystującego jako paliwo podstawowe gaz ziemny:
 - a) kosztu zmiennego paliwa gazowego wyznaczonego według ceny rynku dnia następnego na giełdzie towarowej, na której jest wykonywany obowiązek określony w art. 49b ust. 1 ustawy, wyznaczonej dla doby gazowej, której dotyczyło polecenie,
 - b) w przypadku CWD – uśrednionego kosztu zamówienia mocy umownej dla dostaw paliwa gazowego, obliczonego jako opłata za moc zamówioną poniesiona na rzecz operatora systemu gazowego w zakończonym kwartale odniesiona do ilości energii chemicznej paliwa zużytej na wyprodukowanie energii elektrycznej w zakończonym kwartale; w kalkulacji nie uwzględnia się kosztu zamówienia mocy umownej zamówionej na okres, w którym jednostka była niedyspozycyjna,
 - c) środków na pokrycie kosztów wynikających z niezbilansowania w systemie gazowym oraz niezgodności ilości pobranego paliwa gazowego z ilością wynikającą z nominacji złożonej operatorowi systemu gazowego, wynoszących 10 % kosztu paliwa wyznaczonego zgodnie z lit. a;

- 2) w przypadku modułu wytwarzania energii cieplnego wykorzystującego jako paliwo podstawowe węgiel brunatny – jednostkowego zmiennego kosztu wytworzenia paliwa oraz jednostkowego kosztu transportu paliwa;
- 3) w przypadku modułu wytwarzania energii innego niż wymieniony w pkt 1 i 2 – kosztu zakupu paliwa oraz jednostkowego kosztu jego transportu i składowania.

4. Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną wyznacza się na podstawie potwierdzonej niezależną ekspertyzą charakterystyki zużycia energii chemicznej w paliwie w funkcji generowanej mocy elektrycznej, dla co najmniej jednego i co najwyżej dziesięciu przedziałów mocy, przy czym:

- 1) dla modułu wytwarzania energii opalanego paliwem gazowym współczynnik ten może być korygowany w związku ze zmianą temperatury otoczenia;
- 2) ustalone przedziały mocy obejmują cały zakres parametrów technicznych modułu wytwarzania energii i nie mogą wykraczać poza ten zakres.

5. Jednostkowy koszt uprawnień do emisji dwutlenku węgla wyznacza się na podstawie aktualnej wartości rynkowej uprawnień do emisji w rozumieniu art. 3 pkt 22 ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. z 2024 r. poz. 1505 oraz z 2025 r. poz. 303) oraz kosztów zmiennych zakupu tych uprawnień przez pośredników.

6. Wysokość wsparcia:

- 1) dla modułu wytwarzania energii stanowiącego instalację odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, 1847 i 1881 oraz z 2025 r. poz. 303 i 759), w odniesieniu do której wytwórcy energii elektrycznej w danym okresie rozliczania energii bilansującej przysługuje wsparcie określone w lit. a, b lub c, wyznacza się na podstawie:
 - a) kwoty wynikającej z prawa do pokrycia ujemnego salda w przypadku, gdy w odniesieniu do tego modułu wytwarzania energii wytwórcy energii elektrycznej przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, albo
 - b) kwoty, o której mowa w art. 70e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w przypadku instalacji wytwórczych, o których mowa w art. 70a ust. 1 lub 2 tej ustawy, albo
 - c) wartości rynkowej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz kosztów zmiennych ich zakupu lub zbycia przez pośredników,
- 2) dla modułu wytwarzania energii stanowiącego lub wchodzącego w skład morskiej farmy wiatrowej w rozumieniu art. 3 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2025 r. poz. 498), w odniesieniu do której wytwórcy energii elektrycznej w danym okresie rozliczania energii bilansującej przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 4 tej ustawy, wyznacza się na podstawie kwoty wynikającej z tego prawa,
- 3) dla modułu wytwarzania energii wytwarzającego energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji, w odniesieniu do którego wytwórcy energii elektrycznej w danym okresie rozliczania energii bilansującej przysługuje premia gwarantowana, premia gwarantowana indywidualna, premia kogeneracyjna albo premia kogeneracyjna indywidualna w rozumieniu ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2025 r. poz. 602), wyznacza się jako jednostkową wysokość otrzymywanej premii gwarantowanej, premii gwarantowanej indywidualnej, premii kogeneracyjnej albo premii kogeneracyjnej indywidualnej

– przy czym w przypadku gdy w odniesieniu do części energii wytworzonej w module wytwarzania energii nie przysługuje wsparcie, wysokość wsparcia koryguje się proporcjonalnie do tej części.

7. Pozostałe koszty zmienne wyznacza się na podstawie:

- 1) jednostkowych kosztów gospodarczego korzystania ze środowiska, zagospodarowania odpadów paleniskowych i ubocznych produktów spalania;
- 2) jednostkowych kosztów materiałów eksploatacyjnych, chemikaliów, smarów oraz składników wykorzystywanych w procesach technologicznych niezbędnych do spełnienia norm dotyczących emisji zanieczyszczeń.

8. Dla jednostki grafikowej utworzonej z pojedynczego magazynu energii elektrycznej, pojedynczego modułu wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej lub grupy modułów wytwarzania energii wchodzących w skład pojedynczej elektrowni szczytowo-pompowej CWD w danej dobie jest równa:

- 1) w przypadku wytwarzania energii elektrycznej – sumie:
 - a) ceny referencyjnej, o której mowa w ust. 10, powiększonej o 5 % średniej arytmetycznej z wartości bezwzględnych cen jednolitego łączenia rynków dnia następnego z danej doby,
 - b) kosztów, o których mowa w ust. 7, pomnożonych przez 1,05;
- 2) w przypadku poboru energii elektrycznej – różnicy:
 - a) iloczynu ceny referencyjnej, o której mowa w ust. 10, powiększonej o 5 % średniej arytmetycznej z wartości bezwzględnych cen jednolitego łączenia rynków dnia następnego z danej doby i współczynnika sprawności, o którym mowa w ust. 11,
 - b) sumy opłaty za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej naliczanej za pobraną z sieci ilość energii elektrycznej oraz kosztów, o których mowa w ust. 7, pomnożonych przez 0,95.

9. Dla jednostki grafikowej utworzonej z pojedynczego magazynu energii elektrycznej, pojedynczego modułu wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej lub grupy modułów wytwarzania energii wchodzących w skład pojedynczej elektrowni szczytowo-pompowej CWO w danej dobie jest równa:

- 1) w przypadku wytwarzania energii elektrycznej – sumie:
 - a) ceny referencyjnej, o której mowa w ust. 10, pomniejszonej o 5 % średniej arytmetycznej z wartości bezwzględnych cen jednolitego łączenia rynków dnia następnego z danej doby,
 - b) kosztów, o których mowa w ust. 7, pomnożonych przez 0,95;
- 2) w przypadku poboru energii elektrycznej – różnicy:
 - a) iloczynu ceny referencyjnej, o której mowa w ust. 10, pomniejszonej o 5 % średniej arytmetycznej z wartości bezwzględnych cen jednolitego łączenia rynków dnia następnego z danej doby, i współczynnika sprawności, o którym mowa w ust. 11,
 - b) sumy opłaty za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej naliczanej za pobraną z sieci ilość energii elektrycznej oraz kosztów, o których mowa w ust. 7, pomnożonych przez 1,05.

10. Cena referencyjna dla danej doby i danego magazynu energii elektrycznej lub elektrowni szczytowo-pompowej jest równa:

- 1) w przypadku zmniejszenia w danej dobie stanu naładowania magazynu energii elektrycznej lub elektrowni szczytowo-pompowej spowodowanego zmianą wielkości wytwarzania lub odbioru energii elektrycznej na polecenie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, z powodu innego niż swobodne bilansowanie – większej z wartości:
 - a) średniej arytmetycznej z najwyższych w danej dobie cen jednolitego łączenia rynków dnia następnego odpowiadających łącznie okresowi 4 godzin albo
 - b) średniej arytmetycznej z najniższych w danej dobie cen jednolitego łączenia rynków dnia następnego odpowiadających łącznie okresowi 6 godzin, powiększonej o opłatę za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej pobieraną według taryfy operatora, do którego sieci jest przyłączony magazyn energii elektrycznej, naliczaną za pobraną z sieci ilość energii elektrycznej, podzielonej przez współczynnik sprawności, o którym mowa w ust. 11;
- 2) w przypadku zwiększenia albo braku zmiany w danej dobie stanu naładowania magazynu energii elektrycznej lub elektrowni szczytowo-pompowej spowodowanego zmianą wielkości wytwarzania lub odbioru energii elektrycznej na polecenie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, z powodu innego niż swobodne bilansowanie – mniejszej z wartości, o których mowa w pkt 1 lit. a albo b.

11. Współczynnik sprawności magazynu energii elektrycznej lub elektrowni szczytowo-pompowej wyznacza się na podstawie wielkości energii elektrycznej pobranej z sieci i ponownie wprowadzonej do sieci w ramach cykli ładowania magazynu energii elektrycznej lub elektrowni szczytowo-pompowej w poprzednim kwartale, a w przypadku pierwszego kwartału pracy – jako równy nominalnej sprawności magazynu energii elektrycznej w rozumieniu art. 7 ust. 2c ustawy lub nominalnej wartości współczynnika sprawności jednokrotnego pełnego cyklu magazynowania elektrowni szczytowo-pompowej.

12. CU dla jednostki grafikowej utworzonej z pojedynczego modułu wytwarzania energii cieplnej wyznacza się, uwzględniając różne stany cieplne tego modułu, na podstawie kosztu uruchomienia tego modułu obejmującego, poniesione od momentu rozpoczęcia uruchomienia tego modułu do momentu osiągnięcia mocy minimum technicznego, koszty:

- 1) paliwa podstawowego wyznaczone zgodnie z ust. 3 z zastrzeżeniem, że dla modułu wytwarzania energii wykorzystującego jako paliwo podstawowe gaz ziemny składnik, o którym mowa w ust. 3 pkt 1 lit. a, wyznacza się jako średnią arytmetyczną z cen paliwa gazowego z rynku dnia następnego na giełdzie towarowej z zakończonego kwartału, na której jest wykonywany obowiązek określony w art. 49b ust. 1 ustawy,
- 2) paliwa pomocniczego,
- 3) gospodarczego korzystania ze środowiska, zagospodarowania odpadów paleniskowych i ubocznych produktów spalania,
- 4) wody zdemineralizowanej,
- 5) pary wodnej wykorzystanej na potrzeby uruchomienia modułu wytwarzania energii,
- 6) energii elektrycznej pobranej z systemu elektroenergetycznego na pokrycie potrzeb własnych uruchamianego modułu wytwarzania energii,
- 7) emisji dwutlenku węgla, wyznaczone zgodnie z ust. 5

– przy czym w ramach kosztu uruchomienia modułu wytwarzania energii nie uwzględnia się kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej podczas uruchamiania tego modułu.

13. W przypadku gdy CU, wyznaczona zgodnie z ust. 12, będzie miała wartość mniejszą niż 0 zł, do rozliczeń przyjmuje się wartość równą 0 zł.

14. Dla każdej jednostki grafikowej, o której mowa w ust. 1, dostawca usług bilansujących podaje operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub aktualizuje:

- 1) w terminie 50 dni od zakończenia każdego kwartału kalendarzowego:
 - a) koszty paliwa podstawowego określone w ust. 3 pkt 1 lit. b, pkt 2 lub 3,
 - b) koszty pojedynczego uruchomienia modułu określone w ust. 12 – na podstawie wykonania kosztów w poprzednim kwartale kalendarzowym;
- 2) w okresie kwartału od zakończenia każdego roku:
 - a) informacje o przysługującym prawie do pokrycia ujemnego salda w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, przy czym o utracie tego prawa wytwórca energii elektrycznej informuje niezwłocznie,
 - b) cenę sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, podaną w ofercie wytwórcy energii elektrycznej, który wygrał aukcję w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii,
 - c) stałą cenę zakupu wyznaczoną zgodnie z art. 70e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii dla instalacji, o których mowa w art. 70a ust. 1 lub 2 tej ustawy,
 - d) informację o przysługującym prawie do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, przy czym o utracie tego prawa wytwórca energii elektrycznej informuje niezwłocznie,
 - e) informację o przysługującym prawie do uzyskania premii gwarantowanej, premii gwarantowanej indywidualnej, premii kogeneracyjnej albo premii kogeneracyjnej indywidualnej w rozumieniu ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji,
 - f) pozostałe koszty zmienne wyznaczone zgodnie z ust. 7;
- 3) niezwłocznie:
 - a) współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną, określony w ust. 4 – w przypadku zmiany parametrów technicznych modułu wytwarzania energii lub zmiany tego współczynnika,
 - b) jednostkowy wskaźnik emisyjności paliwa podstawowego w zakresie dwutlenku węgla, określony w ust. 1 pkt 4 – w przypadku jego zmiany,
 - c) informację o przysługującym wsparciu, o którym mowa w ust. 6 – w przypadku decyzji lub postanowienia Prezesa URE w zakresie zmiany tego wsparcia;
- 4) przed utworzeniem nowej jednostki grafikowej – informacje, o których mowa w pkt 1–3, na podstawie wykonania danych projektowych lub wartości planowanych.

15. Dla każdej jednostki grafikowej, o której mowa w ust. 8 i 9, dostawca usług bilansujących podaje lub aktualizuje operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego:

- 1) współczynnik sprawności, o którym mowa w ust. 11:
 - a) przed zawarciem umowy o świadczenie usług przesyłania w zakresie, w jakim umożliwia ona aktywne uczestnictwo w bilansowaniu systemu,
 - b) w terminie 50 dni od zakończenia każdego kwartału kalendarzowego oraz
 - c) niezwłocznie w przypadku każdej zmiany;
- 2) wysokość stawki opłaty za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej naliczanej za pobraną z sieci ilość energii elektrycznej – niezwłocznie w przypadku każdej zmiany;
- 3) pozostałe koszty zmienne wyznaczone zgodnie z ust. 7 w okresie kwartału od zakończenia każdego roku.

16. W przypadku gdy w okresie, którego dotyczy aktualizacja, o której mowa w ust. 14 i 15, koszt uwzględniany w kalkulacji składników CWD, CWO lub CU nie był wykazywany w ewidencji księgowej, przyjmuje się wartość tego kosztu z poprzedniego okresu, chyba że dany koszt nie jest i nie będzie już ponoszony.

17. Dla jednostki grafikowej utworzonej z jednego sterowanego odbioru lub z grupy zasobów, z wyjątkiem grupy modułów wytwarzania energii wchodzących w skład pojedynczej elektrowni szczytowo-pompowej:

- 1) CWD jest równa większej z wartości:
 - a) ceny energii bilansującej zintegrowanego procesu grafikowania, o której mowa w § 24 ust. 5, albo
 - b) ceny jednolitego łączenia rynków dnia następnego– pomniejszonej o cenę rezerwy operacyjnej, o której mowa w § 25 ust. 2;
- 2) CWO jest równa mniejszej z wartości:
 - a) ceny energii bilansującej zintegrowanego procesu grafikowania, o której mowa w § 24 ust. 5, albo
 - b) ceny jednolitego łączenia rynków dnia następnego– pomniejszonej o cenę rezerwy operacyjnej, o której mowa w § 25 ust. 2.

§ 29. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego określa w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, zasady zgodne z przepisami niniejszego rozdziału.

2. W warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może:

- 1) obniżyć łączną moc osiągalną zasobów określoną w § 20 ust. 1;
- 2) podnieść łączną moc osiągalną zasobów określoną w § 20 ust. 2 pkt 1.

Rozdział 6

Zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami systemowymi

§ 30. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, identyfikując ograniczenia systemowe występujące w sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz w koordynowanej sieci 110 kV w zakresie dostarczania energii elektrycznej, wykonuje analizy systemowe z uwzględnieniem wymagań dotyczących parametrów jakościowych energii elektrycznej i niezawodności pracy sieci. Na podstawie wykonanych analiz systemowych operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego sporządza informacje o:

- 1) minimalnej i maksymalnej wielkości wytwarzania w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów;
- 2) maksymalnie możliwej do świadczenia wielkości mocy bilansujących w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów.

2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wykonuje obowiązek, o którym mowa w ust. 1, w odniesieniu do swojej sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej co najmniej w zakresie umożliwiającym:

- 1) weryfikację wykonywania obowiązku mocowego w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 23 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy przez jednostki rynku mocy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 12 tej ustawy utworzone z jednostek fizycznych w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 5 tej ustawy przyłączonych do sieci tego operatora;
- 2) określenie ograniczeń sieciowych na potrzeby świadczenia usług bilansujących z wykorzystaniem jednostek graficznych utworzonych z zasobów przyłączonych do sieci tego operatora.

§ 31. 1. Zgłoszenia programów pracy dla jednostek graficznych uwzględniają ograniczenia systemowe dostarczania energii elektrycznej, w tym:

- 1) określone przez dostawcę usług bilansujących ograniczenia wynikające z technicznych parametrów pracy zasobów wchodzących w skład jednostek graficznych, w tym warunków pracy zakładu wytwarzania energii w odniesieniu do zgłoszeń grafików obciążenia oraz zgłoszeń grafików rezerw mocy;
- 2) opublikowane przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego do godz. 7.30 doby d-1 ograniczenia, o których mowa w § 34 ust. 2, w odniesieniu do zgłoszeń grafików rezerw mocy.

2. Programy obciążenia składane dla jednostek wytwórczych centralnie koordynowanych uwzględniają ograniczenia systemowe dostarczania energii elektrycznej, w tym określone przez wytwórcę energii elektrycznej ograniczenia wynikające z technicznych parametrów pracy tych jednostek oraz warunków pracy zakładu wytwarzania energii.

§ 32. 1. Operator systemu elektroenergetycznego publikuje i aktualizuje informacje o technicznych warunkach pracy tego systemu oraz wymagania dotyczące dyspozycyjności modułów wytwarzania energii, o których mowa w § 17.

2. Informacje, o których mowa w ust. 1, zawierają wykaz ograniczeń sieciowych, wraz z przyczynami ich występowania.

§ 33. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego prowadzi planowanie koordynacyjne systemu elektroenergetycznego przez opracowywanie i aktualizowanie:

- 1) planów koordynacyjnych dostępnych zasobów systemu, obejmujących w szczególności:
 - a) prognozowane zapotrzebowanie sieci,
 - b) wymagane rezerwy mocy i prognozowane nadwyżki mocy dostępne dla operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, a także prognozowaną niedyspozycyjność wynikającą z ograniczeń sieciowych,
 - c) prognozowaną moc dyspozycyjną modułów wytwarzania energii i magazynów energii elektrycznej świadczących usługi bilansujące oraz prognozowaną produkcję energii elektrycznej w innych modułach wytwarzania energii i magazynach energii elektrycznej,
 - d) prognozowaną wymianę międzysystemową,
 - e) prognozowaną dostępność mocy wynikającą z funkcjonowania rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy;
- 2) planów koordynacyjnych wykorzystania zasobów systemu, obejmujących w szczególności:
 - a) najbardziej aktualne dostępne dane na temat wielkości wymienionych w pkt 1 lit. b–e,
 - b) prognozowane zapotrzebowanie na moc krajowego systemu elektroenergetycznego,
 - c) planowaną wielkość wytwarzania energii elektrycznej w modułach wytwarzania energii i magazynach energii elektrycznej świadczących usługi bilansujące, sporządzanych zgodnie ze szczegółowym zakresem i zasadami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy.

2. Użytkownik systemu przekazuje operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego dane niezbędne do opracowania i aktualizacji planów, o których mowa w ust. 1, a także stosowne aktualizacje tych danych, zgodnie z zakresem wymiany danych z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i ze znaczącymi użytkownikami sieci, o których mowa w art. 40 ust. 5 rozporządzenia 2017/1485.

§ 34. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego do godz. 14.30 w dniu d-2 publikuje informacje o stanie sieci przesyłowej i koordynowanej sieci 110 kV dotyczące doby d, w szczególności:

- 1) prognozowanego zapotrzebowania sieci;
- 2) prognozowanego wytwarzania energii elektrycznej przez poszczególne grupy zasobów;
- 3) prognozowanej mocy dyspozycyjnej w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 4) prognozowanej wymiany międzysystemowej;
- 5) planowanych ograniczeń dyspozycyjności modułów wytwarzania energii i odstawień modułów wytwarzania energii;
- 6) prognozowanych ograniczeń sieciowych oraz węzłów sieci lub grupy węzłów sieci, których te ograniczenia dotyczą, wraz ze wskazaniem minimalnej liczby dyspozycyjnych modułów wytwarzania energii w danym węźle sieci lub danej grupie węzłów sieci oraz minimalnej mocy dyspozycyjnej modułów wytwarzania energii w danym węźle sieci lub danej grupie węzłów sieci;
- 7) przewidywanej nadwyżki mocy dostępnej dla operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego;
- 8) dostępności mocy wynikającej z funkcjonowania rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.

2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie później niż do godz. 7.30 w dniu d-1, na potrzeby świadczenia usług bilansujących, publikuje informacje o ograniczeniach dla doby d w zakresie minimalnych i maksymalnych możliwości wytwarzania energii elektrycznej oraz maksymalnych możliwych do świadczenia wielkości mocy bilansujących, w poszczególnych węzłach sieci lub grupach węzłów sieci, wynikających z warunków technicznych pracy sieci elektroenergetycznej.

3. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie później niż do godz. 17.00 w dniu d-1 publikuje informacje o stanie systemu przesyłowego elektroenergetycznego dotyczące doby d, w szczególności:

- 1) prognozowanego wytwarzania energii elektrycznej przez poszczególne grupy zasobów;
- 2) prognozowanego zapotrzebowania sieci i zapotrzebowania na moc krajowego systemu elektroenergetycznego;
- 3) prognozowanej wymiany międzysystemowej;
- 4) prognozowanego stanu zakontraktowania krajowego systemu elektroenergetycznego;
- 5) cen i wielkości zakupionych mocy bilansujących;
- 6) prognozowanej wielkości rezerwy operacyjnej.

4. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie później niż w dniu d+2 publikuje informacje o stanie systemu przesyłowego elektroenergetycznego dotyczące doby d, dotyczące w szczególności:

- 1) zapotrzebowania na moc w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 2) wytwarzania energii elektrycznej przez poszczególne grupy zasobów;
- 3) mocy dyspozycyjnej w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 4) wymiany międzysystemowej;
- 5) stanu zakontraktowania krajowego systemu elektroenergetycznego;
- 6) cen i wielkości mocy bilansujących;
- 7) cen i wielkości rezerwy operacyjnej;
- 8) cen i ilości energii bilansującej;
- 9) cen i wielkości niezbilansowania.

§ 35. 1. Obowiązek zakupu usług systemowych, o którym mowa w art. 9c ust. 2 pkt 8 ustawy, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego realizuje, w szczególności dokonując zakupu mocy bilansujących, usługi udziału w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej, usługi pracy kompensatorowej, usług systemowych w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej lub usług w zakresie generacji wymuszonej względami systemowymi.

2. W warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, lub w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego:

- 1) określa katalog usług systemowych;
- 2) może określić zasady nabywania, świadczenia i rozliczania usług systemowych.

3. W przypadku gdy dokumenty, o których mowa w ust. 2, nie określają zasad nabywania, świadczenia i rozliczania usług systemowych, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego określa te zasady w umowie z właścicielem zasobu albo podmiotem przez niego upoważnionym świadczącym daną usługę systemową.

4. O planowanym wykorzystaniu usług systemowych operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego informuje na zasadach określonych w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, lub w umowie dotyczącej świadczenia tych usług.

5. Warunki działania w charakterze dostawcy usług w zakresie obrony systemu oraz usług w zakresie odbudowy operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego ustanawia w trybie i na zasadach określonych w rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 54, z późn. zm.¹⁴⁾), zwanym dalej „rozporządzeniem 2017/2196”, oraz w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy.

Rozdział 7

Sposób koordynacji planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego

§ 36. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego współpracuje z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz wytwórcami energii elektrycznej, odbiorcami końcowymi i posiadaczami magazynów energii elektrycznej, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, w celu koordynacji planowania rozwoju tej sieci i sieci 110 kV.

2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego współpracuje z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz pozostałymi przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami końcowymi, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, w celu koordynacji planowania rozwoju tej sieci.

§ 37. 1. W celu koordynacji rozwoju systemów elektroenergetycznych oraz opracowania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej planów rozwoju tych systemów operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz wytwórcy energii elektrycznej i posiadacze magazynów energii elektrycznej, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, oraz odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci przesyłowej elektroenergetycznej przekazują:

- 1) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego dane i informacje niezbędne do opracowania przez niego planu rozwoju oraz koordynacji rozwoju sieci przesyłowej elektroenergetycznej i sieci 110 kV;
- 2) właściwemu operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego dane i informacje niezbędne do opracowania przez niego planu rozwoju oraz koordynacji rozwoju sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.

2. W celu koordynacji rozwoju systemów elektroenergetycznych oraz opracowania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej planów rozwoju tych systemów operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych uzgadniają z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego plan przedsięwzięć inwestycyjnych:

- 1) w sieci 110 kV, które wymagają koordynacji działań inwestycyjnych w sieci przesyłowej elektroenergetycznej i sieci 110 kV;
- 2) w sieciach dystrybucyjnych elektroenergetycznych, które wymagają koordynacji działań inwestycyjnych.

¹⁴⁾ Zmiana wymienionego rozporządzenia została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 31 z 01.02.2019, str. 108.

§ 38. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem oraz odbiorcy końcowi, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, przesyłają właściwemu operatorowi informacje i dane niezbędne do opracowania planów rozwoju i koordynowania rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej elektroenergetycznej dotyczące:

- 1) mocy i energii elektrycznej – w zakresie ich zużycia i zapotrzebowania na nie;
- 2) przedsięwzięć – w zakresie zarządzania popytem na energię elektryczną;
- 3) charakterystyk:
 - a) stacji i linii elektroenergetycznych,
 - b) modułów wytwarzania energii,
 - c) magazynów energii elektrycznej.

2. Dane i informacje, o których mowa w ust. 1, dotyczą stanu istniejącego i prognozowanego.

Rozdział 8

**Warunki współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych,
w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego,
zarządzania przepływami i dysponowania mocą modułów wytwarzania energii oraz postępowania
w sytuacjach awaryjnych, a także zakres i sposób przekazywania informacji między przedsiębiorstwami energetycznymi
oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami**

§ 39. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego współpracuje z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w zakresie:

- 1) układu pracy koordynowanej sieci 110 kV w zakresie planowania i prowadzenia ruchu w tej sieci;
- 2) planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym;
- 3) opracowywania planów zapobiegania i usuwania awarii lub zagrożeń bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego oraz planów odbudowy tego systemu;
- 4) planowania rozwoju sieci oraz sporządzania planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy;
- 5) sposobu:
 - a) planowania i dysponowania mocą modułów wytwarzania energii przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, a także koordynacji likwidowania awarii w tej sieci,
 - b) funkcjonowania systemów transmisji danych dla koordynowanej sieci 110 kV i wymagań technicznych dla tych systemów,
 - c) stosowania układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i automatyki systemowej dla koordynowanej sieci 110 kV i modułów wytwarzania energii przyłączonych do tej sieci.

§ 40. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych współpracują z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w celu określenia:

- 1) układów pracy sieci dystrybucyjnej oraz współpracy w zakresie planowania i prowadzenia ruchu tej sieci;
- 2) planów:
 - a) technicznych w zakresie możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym oraz realizacji zawartych umów sprzedaży energii elektrycznej,
 - b) zapobiegania awariom i zagrożeniom bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
 - c) usuwania awarii lub zagrożeń w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym oraz planów odbudowy systemu elektroenergetycznego,
 - d) rozwoju sieci oraz planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy;
- 3) zakresu i sposobu przekazywania danych o sieci;
- 4) sposobów stosowania i koordynacji nastaw układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

§ 41. Współpraca operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego z wytwórcami energii elektrycznej w zakresie posiadanych przez nich jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych oraz, za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z pozostałymi wytwórcami energii elektrycznej, których moduły wytwarzania energii są przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV, w zakresie niezbędnym dla bezpiecznego funkcjonowania tego systemu i zapewnienia mocy źródeł energii elektrycznej, polega na określeniu:

- 1) wymagań:
 - a) technicznych dla jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy,
 - b) dotyczących wytwarzania energii elektrycznej w związku z ograniczeniami sieciowymi;
- 2) sposobu:
 - a) zgłaszania nowych lub zmienionych parametrów technicznych modułów wytwarzania energii, zgodnie z zakresem wymiany danych z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i ze znaczącymi użytkownikami sieci, o których mowa w art. 40 ust. 5 rozporządzenia 2017/1485, zwanymi dalej „SGU”,
 - b) zgłaszania i zmiany zgodnie z § 17 ust. 8 i 9 terminów ograniczeń dyspozycyjności modułów wytwarzania energii będących SGU oraz zgłaszania ubytków mocy,
 - c) współpracy w zakresie opracowywania planów zapobiegania i usuwania awarii oraz zagrożeń bezpiecznej pracy systemu przesyłowego elektroenergetycznego obejmującego sieć 400 kV, 220 kV i 110 kV, a także sporządzania procedur i instrukcji, odpowiednio w ramach planu obrony systemu i planu odbudowy,
 - d) funkcjonowania systemów transmisji danych dla sieci przesyłowej elektroenergetycznej i koordynowanej sieci 110 kV oraz wymagań technicznych dla tych systemów;
- 3) zasad:
 - a) dysponowania mocą jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy,
 - b) synchronizacji i odstawiania jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy;
- 4) zakresu i sposobu przekazywania danych o sieci przesyłowej elektroenergetycznej i urządzeniach wytwórcy energii elektrycznej;
- 5) harmonogramów testów oraz raportów z ich realizacji zgodnie z planem testów opracowanym na podstawie art. 43 ust. 2 rozporządzenia 2017/2196.

§ 42. 1. Operator systemu elektroenergetycznego opracowuje i aktualizuje:

- 1) plany działania mające zastosowanie w przypadku wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 2) procedury i instrukcje postępowania służb dyspozytorskich w przypadku wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu w krajowym systemie elektroenergetycznym.

2. Procedury i instrukcje, o których mowa w ust. 1 pkt 2, określają w szczególności:

- 1) podział kompetencji między poszczególnymi służbami dyspozytorskimi;
- 2) środki łączności;
- 3) zasady współpracy służb dyspozytorskich;
- 4) warunki uruchomienia modułów wytwarzania energii lub magazynów energii elektrycznej;
- 5) wytyczne dotyczące postępowania służb dyspozytorskich;
- 6) zachowanie możliwości obciążania modułów wytwarzania energii;
- 7) charakterystykę sieci, w której obszarze wykonuje się działania określone w tych procedurach i instrukcjach;
- 8) działania ruchowe wykonywane w procesie odbudowy systemu;
- 9) możliwości techniczne urządzeń, za pomocą których wykonuje się działania określone w tych procedurach i instrukcjach.

3. Procedury i instrukcje, o których mowa w ust. 1 pkt 2, opracowane przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz aktualizacje tych procedur uzgadnia się z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

4. Procedury i instrukcje, o których mowa w ust. 1 pkt 2, opracowują i aktualizują następujący użytkownicy systemu:

- 1) wytwórca energii elektrycznej wskazany w wykazie SGU, o którym mowa w art. 11 ust. 4 lit. c lub art. 23 ust. 4 lit. c rozporządzenia 2017/2196 – w zakresie udziału w realizacji planu obrony systemu i planu odbudowy systemu oraz zapewnienia gotowości swoich urządzeń do realizacji tych planów;
- 2) odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV;
- 3) właściciel rozdzielni znajdującej się w wykazie, o którym mowa w art. 23 ust. 4 lit. e rozporządzenia 2017/2196, inny niż operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 4) posiadacz magazynu energii elektrycznej, jeżeli magazyn energii elektrycznej jest jednostką magazynowania energii, o której mowa w art. 15 ust. 3 rozporządzenia 2017/2196.

5. Procedury i instrukcje, o których mowa w ust. 1 pkt 2, opracowane lub aktualizowane zgodnie z ust. 4, uzgadnia się z operatorem:

- 1) systemu przesyłowego elektroenergetycznego – w przypadku użytkownika systemu, którego urządzenia są przyłączone do sieci przesyłowej elektroenergetycznej;
- 2) systemu przesyłowego i dystrybucyjnego elektroenergetycznego – w przypadku użytkownika systemu, którego urządzenia są przyłączone do sieci 110 kV;
- 3) systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego – w przypadku innego użytkownika systemu, jeżeli uczestniczy on w odbudowie systemu.

6. W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu operator systemu elektroenergetycznego może dokonać awaryjnych wyłączeń urządzeń, instalacji i sieci w trybie określonym w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, niezależnie od czasu trwania przerwy, o których mowa w § 47 ust. 1 i 2.

7. Wytwórca energii elektrycznej, w celu zapewnienia bezpieczeństwa swoich urządzeń, dla każdego będącego w jego posiadaniu zakładu wytwarzania energii, w którego skład wchodzi synchroniczny moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym lub nowy synchroniczny moduł wytwarzania energii typu C, przystosowuje urządzenia i napędy pomocnicze do utrzymania w pracy przynajmniej jednego modułu wytwarzania energii w warunkach całkowitej utraty połączenia z krajowym systemem elektroenergetycznym lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie.

8. Wytwórca energii elektrycznej, w celu zapewnienia bezpieczeństwa swoich urządzeń podczas całkowitej utraty połączenia z krajowym systemem elektroenergetycznym lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie, dla każdego będącego w jego posiadaniu zakładu wytwarzania energii, w którego skład wchodzi moduły wytwarzania energii typu C lub D, opracowuje i przedstawia operatorowi systemu elektroenergetycznego właściwemu ze względu na miejsce przyłączenia oraz wdraża plan działań w warunkach utraty połączenia z krajowym systemem elektroenergetycznym lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie. Plan działań zapewnia w szczególności podtrzymanie zdolności operacyjnych do bezpiecznego przyjęcia napięcia w okresie nie krótszym niż 24 godziny oraz uwzględnia działania wymienione w ust. 7, jeżeli są wymagane.

9. Operator systemu elektroenergetycznego właściwy ze względu na miejsce przyłączenia uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego wymagania techniczne w zakresie obrony i odbudowy systemu stawiane odbiorcom lub modułom wytwarzania energii przyłączanym do jego sieci, które zgodnie z rozporządzeniem 2017/2196 są SGU, oraz magazynom energii elektrycznej. Uzgodnienia wykonuje się na etapie wydawania warunków przyłączenia.

10. Odbiorca lub wytwórca energii elektrycznej będący posiadaczem SGU oraz posiadacz magazynu energii elektrycznej:

- 1) stosuje wymagania w zakresie obrony i odbudowy systemu określone dla nowo przyłączanych do sieci instalacji odbiorczych, modułów wytwarzania energii lub magazynów energii elektrycznej;
- 2) wdraża wymagane funkcjonalności na etapie budowy instalacji odbiorczej, modułu wytwarzania energii lub magazynu energii elektrycznej;
- 3) potwierdza wdrożenie i posiadanie wymaganych zdolności przez wykonanie z wynikiem pozytywnym testów odbiorowych i sprawdzających;
- 4) przygotowuje we współpracy z operatorem systemu elektroenergetycznego właściwym ze względu na miejsce przyłączenia harmonogram testów odbiorowych i okresowych testów sprawdzających zdolności w zakresie obrony i odbudowy systemu;

- 5) raportuje operatorowi systemu elektroenergetycznego właściwemu ze względu na miejsce przyłączenia wykonanie testów odbiorowych i testów sprawdzających;
- 6) wdraża programy naprawcze po testach zakończonych wynikiem negatywnym oraz powtarza testy.

11. W ramach obrony i odbudowy systemu użytkownik systemu przyłączony do sieci danego operatora systemu elektroenergetycznego współpracuje z tym operatorem w zakresie określenia i spełnienia wymogów utrzymania zdolności technicznych na potrzeby obrony i odbudowy systemu oraz ich monitorowania.

§ 43. 1. W celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz niezawodnej pracy tego systemu podmiot, którego urządzenie lub instalacje są przyłączone do sieci:

- 1) utrzymuje należące do niego sieci i wewnętrzne instalacje zasilające i odbiorcze w należyтым stanie technicznym;
- 2) dostosowuje instalacje, o których mowa w pkt 1, do zmienionych warunków funkcjonowania sieci, o których został poinformowany zgodnie z § 49 pkt 5;
- 3) niezwłocznie informuje przedsiębiorstwo energetyczne o zauważonych wadach lub usterkach w pracy sieci i w układach pomiarowo-rozliczeniowych, a także o powstałych przerwach w dostarczaniu energii elektrycznej lub niewłaściwych jej parametrach;
- 4) bez uzgodnienia z operatorem systemu elektroenergetycznego nie może dokonać odłączenia zasilania od rzeczywistego miejsca dostarczania energii elektrycznej i pozbawić napięcia układ pomiarowo-rozliczeniowy.

2. Operator systemu elektroenergetycznego oraz użytkownik systemu, w celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego, wdrażają środki w obiektach ujętych w planie obrony systemu i planie odbudowy opracowanych na podstawie art. 11 i art. 23 rozporządzenia 2017/2196.

3. Obiekty, o których mowa w ust. 2, obejmują w szczególności:

- 1) rozdzielnie będące własnością operatora systemu przesyłowego;
- 2) rozdzielnie, do których są przyłączone moduły wytwarzania energii ujęte w wykazie, o którym mowa w art. 11 pkt 4 lit. c lub art. 23 pkt 4 lit. c rozporządzenia 2017/2196;
- 3) inne rozdzielnie niezbędne do właściwego przeprowadzenia procesu odbudowy systemu elektroenergetycznego określone w drodze uzgodnienia między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 4) moduły wytwarzania energii ujęte w wykazie, o którym mowa w art. 11 pkt 4 lit. c lub art. 23 pkt 4 lit. c rozporządzenia 2017/2196.

4. Układ SCO instaluje:

- 1) operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
- 2) odbiorca przyłączony do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym, na swoich instalacjach zasilających urządzenia odbiorcze

– zgodnie z instrukcją, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, przepisami rozporządzenia 2017/2196, przepisami rozporządzenia 2016/1388 oraz ust. 11–13.

5. Odbiorca przyłączony do sieci elektroenergetycznej średniego napięcia podlega stosowaniu układu SCO przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony.

6. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego połączony z siecią średniego lub niskiego napięcia innego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może podlegać stosowaniu układu SCO zainstalowanego przez tego operatora na zasadach określonych w umowie między tymi operatorami.

7. O okoliczności zainstalowania układu SCO oraz o jego parametrach technicznych:

- 1) odbiorca, o którym mowa w ust. 4 pkt 2, niezwłocznie informuje operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego właściwego ze względu na miejsce przyłączenia;
- 2) operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego informuje innego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z którego siecią wysokiego, średniego lub niskiego napięcia jest połączony.

8. Stan spełnienia wymagań dotyczących układu SCO podlega kontroli przeprowadzanej przez:

- 1) operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego u odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej elektroenergetycznej;
- 2) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego u odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.

9. Plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, zgodnie z instrukcją, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, oraz przepisami rozporządzenia 2017/2196, opracowuje:

- 1) operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej elektroenergetycznej;
- 2) operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.

10. Operator systemu elektroenergetycznego może zwolnić z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO odbiorcę przyłączonego do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym uznanego za zakład o zwiększonym ryzyku wystąpienia awarii przemysłowej albo za zakład o dużym ryzyku wystąpienia awarii przemysłowej w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 248 ust. 3 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2025 r. poz. 647) na wniosek tego odbiorcy. Warunkiem udzielenia zwolnienia jest uzgodnienie przez strony planu działania na wypadek wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu.

11. Czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 300 ms dla układów SCO, do których nie mają zastosowania wymogi rozporządzenia 2016/1388, objętych obowiązkiem stosowania przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia przez:

- 1) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 2) odbiorcę przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym.

12. Czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 150 ms dla układów SCO, do których nie mają zastosowania wymogi rozporządzenia 2016/1388, objętych obowiązkiem stosowania, zgodnie z niniejszym rozporządzeniem, przez:

- 1) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 2) odbiorcę przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym.

13. Działanie układu SCO jest zgodne z wymogami określonymi w art. 15 ust. 7 rozporządzenia 2017/2196.

14. Obiekty oraz rozdzielnie wskazane w planie odbudowy opracowanym na podstawie art. 23 rozporządzenia 2017/2196 posiadają zdolność do pracy autonomicznej przez minimum 24 godziny, obejmującą funkcjonalności wskazane w tym planie, oraz zdolność do prowadzenia komunikacji głosowej w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego.

Rozdział 9

Zakres i sposób przekazywania informacji odbiorcom przez sprzedawcę

§ 44. 1. Sprzedawca energii elektrycznej przekazuje odbiorcom informacje o:

- 1) strukturze paliw i innych nośników energii pierwotnej zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez niego w poprzednim roku,
- 2) miejscu, w którym są dostępne informacje o:
 - a) wpływie wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej w poprzednim roku na środowisko w zakresie wielkości emisji dwutlenku węgla, dwutlenku siarki, tlenków azotu, pyłów i radioaktywnych odpadów,
 - b) przedsięwzięciach służących poprawie efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej dotyczących urządzeń i instalacji wykorzystujących energię elektryczną,
 - c) charakterystykach technicznych efektywnych energetycznie urządzeń, takich jak urządzenia AGD i RTV, urządzenia biurowe oraz oświetlenie

– w terminie do dnia 31 marca każdego roku.

2. Informacje, o których mowa w ust. 1, są przekazywane wraz z fakturą za energię elektryczną albo za usługę kompleksową i w materiałach promocyjnych oraz publikowane na stronie internetowej sprzedawcy energii elektrycznej.

3. Zakres informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 i pkt 2 lit. a, jest określony w załączniku nr 2 do rozporządzenia.

4. Sprzedawca energii elektrycznej przekazuje odbiorcy wraz z fakturą za energię elektryczną albo za usługę kompleksową informacje o ilości zużytej przez tego odbiorcę energii elektrycznej za ten sam okres w poprzednim roku, o ile w poprzednim roku prowadził sprzedaż energii temu odbiorcy, oraz o miejscu, w którym są dostępne informacje o przykładowym zużyciu energii elektrycznej dla danej grupy przyłączeniowej lub taryfowej.

Rozdział 10

Parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców oraz sposób załatwiania reklamacji

§ 45. 1. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I i II ustala się następujące parametry jakościowe energii elektrycznej w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń:

- 1) wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 s w miejscach przyłączenia zawiera się w przedziale:
 - a) $50 \text{ Hz} \pm 1 \%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5 % tygodnia,
 - b) $50 \text{ Hz} + 4 \%$ / $- 6 \%$ (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100 % tygodnia;
- 2) w każdym tygodniu 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego zawiera się w przedziale odchyłań:
 - a) $\pm 10 \%$ napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV i 220 kV,
 - b) $+ 5 \%$ / $- 10 \%$ napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 400 kV;
- 3) przez 95 % czasu każdego tygodnia wskaźnik długookresowego migotania światła (Plt) spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 0,8;
- 4) w każdym tygodniu 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
 - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego zawiera się w przedziale od 0 % do 1 % wartości składowej kolejności zgodnej,
 - b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego (o rzędach od 2 do 50) powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		rzęd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [uh]
rzęd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [uh]	rzęd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [uh]		
5	2 %	3	2 %	2	1,5 %
7	2 %	9	1 %	4	1 %
11	1,5 %	15	0,5 %	>4	0,5 %
13	1,5 %	>15	0,5 %		
17	1 %				
19	1 %				
23	0,7 %				
25	0,7 %				
>25	$0,2 + 0,5 \cdot \frac{25}{h}$				

- 5) w każdym tygodniu wartość maksymalna ze zbioru 10-minutowych średnich wartości współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, jest mniejsza lub równa 3 %.

2. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I i II parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci, o których mowa w ust. 1, mogą być zastąpione w całości lub w części innymi parametrami jakościowymi tej energii określonymi przez strony w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

3. Operator systemu elektroenergetycznego zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w ust. 1 pod warunkiem, że:

- 1) użytkownik systemu pobiera z niej lub wprowadza do niej moc czynną równą mocy umownej lub mniejszą;
- 2) moc bierna pobierana z sieci lub wprowadzana do sieci przez użytkownika systemu nie przekracza granicznych wartości określonych w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej;
- 3) użytkownik systemu wypełnia zobowiązania dotyczące regulacji mocy biernej i napięcia określone w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej.

4. Moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym spełnia następujące wymagania:

- 1) nie może powodować szybkich zmian napięcia (RVC) zgodnie z wartościami określonymi w poniższej tabeli, przy czym podane wymagania dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń:

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

- 2) jego udział w całkowitych wahanach napięcia w punkcie przyłączenia, mierzony przyrostem wartości krótkookresowego współczynnika migotania światła (Pst) i długookresowego współczynnika migotania światła (Plt) ponad wartość tła nie przekracza wartości określonych w poniższej tabeli:

Lp.	Napięcie znamionowe sieci	(Pst)	(Plt)
1	$\geq 220 \text{ kV}$	0,30	0,20
2	110 kV	0,35	0,25

- 3) nie powoduje w miejscu przyłączenia obecności harmonicznych napięcia (o rzędach od 2 do 50) o wartościach większych niż 50 % wartości granicznych określonych w tabeli w ust. 1 pkt 4;
- 4) spełnia podane wartości wahań napięcia oraz harmonicznych napięcia przez 99 % czasu w każdym tygodniu;
- 5) wartość maksymalna całkowitego współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, w miejscu przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym jest równa 1,5 % lub mniejsza.

5. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III–V ustala się następujące parametry jakościowe energii elektrycznej – w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń:

- 1) wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 s zawiera się w przedziale:
 - a) $50 \text{ Hz} \pm 1 \%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5 % tygodnia,
 - b) $50 \text{ Hz} + 4 \%$ / $- 6 \%$ (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100 % tygodnia;

- 2) w każdym tygodniu 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego zawiera się w przedziale odchyień ± 10 % napięcia znamionowego;
- 3) przez 95 % czasu w każdym tygodniu wskaźnik długookresowego migotania światła (Plt) spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 1;
- 4) w każdym tygodniu 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
 - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwniej napięcia zasilającego zawiera się w przedziale od 0 % do 2 % wartości składowej kolejności zgodnej,
 - b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego (o rzędach od 2 do 50) powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [uh]
rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [uh]	rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [uh]		
5	6 %	3	5 %	2	2 %
7	5 %	9	1,5 %	4	1 %
11	3,5 %	15	0,5 %	>4	0,5 %
13	3 %	>15	0,5 %		
17	2 %				
19	1,5				
23	1,5 %				
25	1,5 %				
>25	$0,5 + \frac{25}{h}$				

- 5) w każdym tygodniu wartość maksymalna ze zbioru 10-minutowych średnich wartości współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, jest mniejsza lub równa 8 %.

6. Przedsiębiorstwo energetyczne, do którego sieci są przyłączeni odbiorcy, może dla poszczególnych grup przyłączeniowych ustalić w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej niepowodujących pogorszenia parametrów określonych w ust. 1 i 5 albo ustalonych w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej, a także wskazać właściwe normy dotyczące kompatybilności elektromagnetycznej dla urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym do 0,4 kV.

7. Napięcie znamionowe sieci niskiego napięcia odpowiada wartości 230/400 V.

8. Dla grupy przyłączeniowej VI parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci określa umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowa kompleksowa.

9. Operator systemu elektroenergetycznego zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w ust. 5 pod warunkiem, że:

- 1) użytkownik systemu pobiera z sieci lub wprowadza do sieci moc czynną równą mocy umownej lub mniejszą;
- 2) moc bierna pobierana z sieci lub wprowadzana do sieci przez użytkownika systemu nie przekracza granicznych wartości określonych w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej;
- 3) użytkownik systemu wypełnia zobowiązania dotyczące regulacji mocy biernej i napięcia określone w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej.

§ 46. 1. Przez współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), o którym mowa w § 45 ust. 1 pkt 5 oraz ust. 5 pkt 5, należy rozumieć współczynnik określający łącznie wyższe harmoniczne napięcia [uh] obliczany według wzoru:

$$\text{THD} = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (u_h)^2}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

THD – współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego,

u_h – wartość względną napięcia w procentach składowej podstawowej,

h – rząd wyższej harmonicznej.

2. Przez wskaźnik długookresowego migotania światła (Plt), o którym mowa w § 45 ust. 1 pkt 3, ust. 4 pkt 2 oraz ust. 5 pkt 3, należy rozumieć wskaźnik obliczany na podstawie sekwencji 12 kolejnych wartości wskaźników krótkookresowego migotania światła (Pst) mierzonych przez 10 min występujących w okresie 2 godz., według wzoru:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Plt – wskaźnik długookresowego migotania światła,

Pst – wskaźnik krótkookresowego migotania światła,

i – sekwencję wartości Pst.

§ 47. 1. Ustala się następujące rodzaje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:

- 1) planowane – wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od chwili otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej;
- 2) nieplanowane – spowodowane wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od chwili uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

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

- 1) przemijające (mikroprzerwy) – trwające nie dłużej niż 1 s;
- 2) krótkie – trwające dłużej niż 1 s i nie dłużej niż 3 min;
- 3) długie – trwające dłużej niż 3 min i nie dłużej niż 12 godz.;
- 4) bardzo długie – trwające dłużej niż 12 godz. i nie dłużej niż 24 godz.;
- 5) katastrofalne – trwające dłużej niż 24 godz.

3. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w § 49 pkt 4, jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I–III i VI:

- 1) dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w roku wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowa kompleksowa;
- 2) w przypadku gdy odbiorcą jest przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej w zakresie potrzeb własnych stacji elektroenergetycznej najwyższych napięć, dopuszczalne czasy trwania przerw, o których mowa w ust. 1, są co najmniej o połowę krótsze od czasów określonych w ust. 5.

5. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:

- 1) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerwy planowanej – 16 godz.,
 - b) przerwy nieplanowanej – 24 godz.;
- 2) przerw w roku stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerw planowanych – 35 godz.,
 - b) przerw nieplanowanych – 48 godz.

§ 48. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, publikuje na swojej stronie internetowej wartości wskaźników dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku:

- 1) wskaźnik:
 - a) energii elektrycznej niedostarczonej przez system przesyłowy elektroenergetyczny (ENS), wyrażony w MWh na rok, stanowiący sumę iloczynów mocy niedostarczonej wskutek przerwy i czasu trwania tej przerwy, obejmujący przerwy krótkie, długie i bardzo długie, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych i bez uwzględnienia tych przerw,
 - b) średniego czasu trwania przerwy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym (AIT), wyrażony w minutach na rok, stanowiący iloczyn liczby 60 i wskaźnika energii niedostarczonej przez system przesyłowy elektroenergetyczny (ENS) podzielony przez średnią moc dostarczaną przez system przesyłowy elektroenergetyczny wyrażoną w MW; średnią moc dostarczaną przez system przesyłowy elektroenergetyczny stanowi energia elektryczna dostarczona przez ten system w danym roku wyrażona w MWh podzielona przez liczbę godzin w danym roku– wyznaczone dla systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz oddzielnie dla każdego poziomu napięcia w tym systemie;
- 2) wskaźnik:
 - a) przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w danym roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
 - b) przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący iloraz liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw tego rodzaju w danym roku i łącznej liczby obsługiwanych odbiorców– wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw;
- 3) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący iloraz liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w danym roku i łącznej liczby obsługiwanych odbiorców.

2. Dla każdego wskaźnika, o którym mowa w ust. 1 pkt 2 i 3, podaje się liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, publikuje na swojej stronie internetowej wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku, na zasadach określonych w ust. 1 pkt 2 i 3.

4. Dla każdego z wskaźników, o których mowa w ust. 3, podaje się liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

§ 49. Przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców:

- 1) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci;
- 2) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci;
- 3) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci;

- 4) powiadamia z co najmniej 5-dniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
 - c) wiadomości wysyłanych na adres poczty elektronicznej, jeżeli odbiorca udostępnił ten adres przedsiębiorstwu energetycznemu w umowie, lub w sposób określony w umowie;
- 5) informuje na piśmie lub w inny sposób określony w umowie z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - b) rocznym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- 6) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci;
- 7) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf;
- 8) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w pkt 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów;
- 9) na wniosek odbiorcy dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci określonych w § 45 ust. 1 i 5, albo ustalonych w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej, przez wykonanie odpowiednich pomiarów; w przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w § 45 ust. 1 i 5 albo ustalonymi w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego;
- 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w § 45 ust. 1 i 5 albo ustalonych w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej;
- 11) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w pkt 6 lub 9.

§ 50. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, na żądanie odbiorcy, dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w terminie 14 dni od dnia zgłoszenia żądania.

2. Odbiorca lub operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego. Badania laboratoryjne przeprowadza się w terminie 14 dni od dnia zgłoszenia żądania.

3. 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.

4. W terminie 30 dni od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego odbiorca może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego. Przedsiębiorstwo energetyczne umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

5. Koszty ekspertyzy, o której mowa w ust. 4, pokrywa odbiorca.

6. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej zwraca koszty, o których mowa w ust. 3 i 5, a także informuje sprzedawcę o korekcie:

- 1) danych pomiarowo-rozliczeniowych lub innych danych wpływających na dokonywane przez sprzedawcę rozliczenia;
- 2) należności za usługę dystrybucji energii elektrycznej świadczonej na podstawie umowy kompleksowej.

7. W przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej wydaje odbiorcy, nie później niż w terminie 14 dni od dnia zakończenia okresu rozliczeniowego, w którym nastąpił demontaż, dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowo-rozliczeniowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

Rozdział 11

Przepisy przejściowe i końcowe

§ 51. 1. Warunki przyłączenia dla obiektów istniejących, o których mowa w art. 4 ust. 1 i 2 rozporządzenia 2016/631, art. 4 ust. 1 i 2 rozporządzenia 2016/1388 oraz art. 4 ust. 1 i 2 rozporządzenia 2016/1447, określone przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia obowiązują przez czas w nich oznaczony.

2. Warunki przyłączenia dla obiektów podlegającym wymogom rozporządzenia 2016/631 na podstawie art. 3 ust. 1 tego rozporządzenia, wymogom rozporządzenia 2016/1388 na podstawie art. 3 ust. 1 tego rozporządzenia lub wymogom rozporządzenia 2016/1447 na podstawie art. 3 ust. 1 tego rozporządzenia oraz dla obiektów modernizowanych zgodnie z procedurą określoną w art. 4 ust. 1 lit. a rozporządzenia 2016/631, art. 4 ust. 1 lit. a rozporządzenia 2016/1388 lub art. 4 ust. 1 lit. a rozporządzenia 2016/1447 określone przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia obowiązują przez czas w nich oznaczony.

§ 52. 1. W przypadku gdy wytwórca energii elektrycznej lub posiadacz innego zasobu przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia aktywnie uczestniczyli w bilansowaniu systemu w rozumieniu przepisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 623, z 2008 r. poz. 178 i 1005, z 2020 r. poz. 2026 oraz z 2022 r. poz. 2007):

- 1) ten wytwórca energii elektrycznej lub ten posiadacz zasobu nie mają obowiązku przechodzić procesu kwalifikacji wstępnej, o którym mowa w § 20 ust. 6 niniejszego rozporządzenia, w odniesieniu do zasobu, którego dotyczyło aktywne uczestnictwo w bilansowaniu systemu, i do zakresu usług bilansujących świadczonego dotychczas przy pomocy tego zasobu;
- 2) dostawca usług bilansujących wskazany przez tego wytwórcę lub tego posiadacza zasobu nie ma obowiązku występowania z wnioskiem o utworzenie jednostki grafikowej w odniesieniu do zasobu, którego dotyczy zwolnienie z obowiązku przejścia procesu kwalifikacji wstępnej, o którym mowa w § 20 ust. 6 niniejszego rozporządzenia.

1a.¹⁵⁾ W przypadku gdy wytwórca energii elektrycznej lub posiadacz innego zasobu w okresie od dnia wejścia w życie niniejszego rozporządzenia do dnia poprzedzającego dzień wejścia w życie warunków dotyczących bilansowania, o których mowa w § 53 ust. 1 niniejszego rozporządzenia, rozpoczęli aktywne uczestnictwo w bilansowaniu systemu w rozumieniu przepisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego:

- 1) ten wytwórca lub ten posiadacz nie mają obowiązku przechodzić procesu kwalifikacji wstępnej, o którym mowa w § 20 ust. 6 niniejszego rozporządzenia, w odniesieniu do zasobu, którego dotyczy rozpoczęcie aktywnego uczestnictwa w bilansowaniu systemu, i do zakresu usług bilansujących świadczonego w tym okresie przy pomocy tego zasobu;
- 2) dostawca usług bilansujących wskazany przez tego wytwórcę lub tego posiadacza nie ma obowiązku występowania z wnioskiem o utworzenie jednostki grafikowej w odniesieniu do zasobu, którego dotyczy zwolnienie z obowiązku przejścia procesu kwalifikacji wstępnej, o którym mowa w § 20 ust. 6 niniejszego rozporządzenia.

¹⁵⁾ Dodany przez § 1 pkt 1 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 października 2023 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 2280), które weszło w życie z dniem 24 października 2023 r.

2. W odniesieniu do:

- 1) użytkownika systemu posiadającego jednostkę wytwórczą centralnie dysponowaną, który przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia w odniesieniu do tej jednostki nie uczestniczył w bilansowaniu systemu w rozumieniu przepisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
- 2) użytkownika systemu, któremu przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wydano warunki przyłączenia do sieci przesyłowej modułu wytwarzania energii innego niż moduł wytwarzania energii cieplny kondensacyjny lub moduł wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej, a który przed tą datą nie przyłączył się do sieci

– obowiązek wskazania dostawcy usług bilansujących określony w § 19 ust. 7 niniejszego rozporządzenia oraz obowiązek podlegania pełnemu zakresowi dysponowania określony w § 20 ust. 4 pkt 1 niniejszego rozporządzenia mają zastosowanie od dnia 1 stycznia 2026 r.

3. Przepisy ust. 2 nie pozbawiają użytkownika systemu prawa do wystąpienia przed dniem 1 stycznia 2026 r. z wnioskiem o zmianę statusu tej jednostki na podstawie § 14 ust. 1.

4. Obowiązki określone w § 11 i § 12 ust. 3 pkt 5 wykonuje się do dnia uruchomienia centralnego systemu informacji rynku energii, o którym mowa w art. 3 pkt 69 ustawy. Od dnia uruchomienia centralnego systemu informacji rynku energii dane udostępnia się lub przekazuje się zgodnie z przepisami rozdziału 2d ustawy.

§ 53. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia warunki dotyczące bilansowania zgodne z przepisami niniejszego rozporządzenia oraz art. 18 rozporządzenia 2017/2195, nie później niż w terminie czterech miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, zgodną z przepisami rozporządzenia nie później niż w terminie czterech miesięcy od dnia uprawomocnienia się decyzji o zatwierdzeniu warunków dotyczących bilansowania, o których mowa w ust. 1.

3. Operatorzy systemów elektroenergetycznych, sprzedawcy, odbiorcy, wytwórcy energii elektrycznej oraz posiadacze magazynów energii elektrycznej dostosowują zawarte umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej do przepisów rozporządzenia, warunków dotyczących bilansowania, o których mowa w ust. 1, oraz instrukcji, o której mowa w ust. 2, w terminie zapewniającym obowiązywanie zmian umów na dzień wejścia w życie odpowiednio warunków dotyczących bilansowania, o których mowa w ust. 1, oraz instrukcji, o której mowa w ust. 2.

4. Do dnia wejścia w życie warunków dotyczących bilansowania, o których mowa w ust. 1, opracowanych przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi jest prowadzone na podstawie warunków dotyczących bilansowania i instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, zgodnych z przepisami rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, a operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego prowadzi rozliczenia zgodnie z tymi dokumentami.

5. Do dnia wejścia w życie instrukcji, o której mowa w ust. 2, opracowanej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego zgodnie z ust. 2, obowiązuje instrukcja zgodna z przepisami rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

6.¹⁶⁾ Do zmian warunków dotyczących bilansowania i instrukcji obowiązujących do dnia wejścia w życie odpowiednio warunków dotyczących bilansowania, o których mowa w ust. 1, oraz instrukcji, o której mowa w ust. 2, stosuje się przepisy rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

§ 54. Dla urządzeń, instalacji i sieci będących obiektami istniejącymi w rozumieniu art. 4 ust. 1 i 2 rozporządzenia 2016/631, art. 4 ust. 1 i 2 rozporządzenia 2016/1388 oraz art. 4 ust. 1 i 2 rozporządzenia 2016/1447, w zakresie wymagań technicznych, o których mowa w § 5 ust. 1 niniejszego rozporządzenia, stosuje się przepisy załącznika nr 1 do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, opracowaną przez operatora systemu elektroenergetycznego właściwego ze względu na miejsce przyłączenia.

¹⁶⁾ Dodany przez § 1 pkt 2 rozporządzenia, o którym mowa w odnośniku 15.

§ 55. Dla urządzeń, instalacji i sieci niewymienionych w § 5 ust. 3 niniejszego rozporządzenia stosuje się przepisy załącznika nr 1 do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (w brzmieniu z dnia 16 listopada 2020 r., Dz. U. poz. 2026) oraz instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy.

§ 56. Wytwórca energii elektrycznej oraz posiadacz magazynu energii elektrycznej utrzymują zdolności techniczne w ramach obrony i odbudowy systemu posiadane przez moduły wytwarzania energii lub magazyny energii elektrycznej przed dniem wejścia w życie rozporządzenia.

§ 57. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia^{17), 18)}

¹⁷⁾ Rozporządzenie zostało ogłoszone w dniu 28 kwietnia 2023 r.

¹⁸⁾ Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 623, z 2008 r. poz. 178 i 1005, z 2020 r. poz. 2026 oraz z 2022 r. poz. 2007), które utraciło moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 25 ust. 1 ustawy z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1524, z 2021 r. poz. 1093 oraz z 2022 r. poz. 1723).

Załączniki do rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska
z dnia 22 marca 2023 r. (Dz. U. z 2025 r. poz. 919)

Załącznik nr 1

WYMAGANIA TECHNICZNE DLA PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI ORAZ WYMAGANIA TECHNICZNE DOTYCZĄCE FUNKCJONOWANIA SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH I ZAPEWNIANIA PRZEZ NIE BEZPIECZEŃSTWA PRACY KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

CZĘŚĆ I. WYMAGANIA OGÓLNE

1. Zagadnienia ogólne.

1.1. Wymagania techniczne dotyczą urządzeń, instalacji i sieci stanowiących krajowy system elektroenergetyczny.

1.2. Wymagania techniczne dla połączeń międzysystemowych są uzgadniane między właściwymi operatorami systemów i uregulowane w odrębnych dokumentach.

1.3. Szczegółowe wymagania techniczne określa operator systemu elektroenergetycznego w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą”.

2. Wymagania ogólne w zakresie parametrów zwarciovych oraz regulacji prowadzonej za pomocą transformatorów.

2.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do krajowego systemu elektroenergetycznego muszą być dostosowane do warunków zwarciovych określonych w miejscu ich przyłączenia przez właściwego operatora systemu.

2.2. Wymaga się, aby zwarcia występujące w urządzeniach, instalacjach i sieciach przyłączonych do krajowego systemu elektroenergetycznego były eliminowane z czasem nie dłuższym niż:

- 1) 120 ms dla urządzeń, instalacji i sieci o napięciu znamionowym równym 220 kV lub wyższym, zwanym dalej „najwyższym napięciem” lub „NN”;
- 2) 150 ms dla urządzeń, instalacji i sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym, ale niższym niż 220 kV, zwanym dalej „wysokim napięciem” lub „WN”.

2.3. W uzasadnionych przypadkach, ze względu na stabilność dynamiczną systemu elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego może określić krótsze czasy eliminacji zwarć niż wymagane w pkt 2.2, osiągalne przy zastosowaniu rozwiązań technicznych wykorzystujących dostępne aparaty i urządzenia.

2.4. Ze względu na szczegółowe rozwiązania konstrukcyjne układów rozdzielni, w których eliminacja zwarcia wymaga sekwencyjnego wyłączania co najmniej dwóch wyłączników, operator systemu przesyłowego może dopuścić dłuższe czasy eliminacji zwarć niż wymagane w pkt 2.2, przy spełnieniu kryteriów stabilności dynamicznej systemu elektroenergetycznego.

2.5. W przypadkach wskazanych w pkt 2.3 i 2.4 operator systemu przesyłowego przedstawia wyniki odpowiednich analiz, uzasadniających modyfikację wymagań dotyczących czasów eliminacji zwarć wymaganych w pkt 2.2.

2.6. W celu spełnienia wymagań z pkt 2.2–2.4 właściwy operator systemu określa w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, szczegółowe informacje dotyczące wymaganych czasów działania urządzeń oraz układów odnoszące się w szczególności do:

- 1) układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, urządzeń zabezpieczeniowych i zawartych w nich funkcji zabezpieczeniowych i automatyk lub układów i urządzeń współpracujących z nimi, zwanych dalej „układami i urządzeniami EAZ”;
- 2) zespołów urządzeń teletransmisyjnych oraz infrastruktury teletransmisyjnej, wykorzystywanych do transmisji sygnałów między układami i urządzeniami EAZ zlokalizowanymi w różnych obiektach sieci, zwanych dalej „łączami telekomunikacyjnymi dla potrzeb EAZ”;
- 3) aparatury pierwotnej.

2.7. Transformatory przyłączone do sieci zamkniętej o napięciu znamionowym WN lub o napięciu znamionowym NN, spełniające wymogi określone w art. 19 ust. 2 lit. c oraz d oraz w art. 19 ust. 3 lit. a rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223 z 18.08.2016, str. 10, z późn. zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/1388”, muszą umożliwiać współpracę z nadrzędnymi układami regulacji oraz blokowanie działania przełącznika zaczepów w celu umożliwienia realizacji obowiązków operatora systemu przesyłowego i operatora systemu dystrybucyjnego w zakresie regulacji napięcia i zarządzania mocą bierną określonych w art. 29 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220 z 25.08.2017, str. 1, z późn. zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem 2017/1485”.

2.8. Uzwojenia transformatorów podmiotów przyłączonych do sieci o napięciu WN lub sieci o napięciu NN, po stronie górnego napięcia, na którego poziomie podmioty te są przyłączone do sieci, muszą być połączone w gwiazdę. Wymóg ten nie dotyczy kolejowych podstacji trakcyjnych systemu 2×25 kV, przy uwzględnieniu warunku nieprzekraczania poziomu asymetrii napięciowej, odpowiednio do wymagań parametrów jakości energii elektrycznej określonych w § 45 rozporządzenia.

2.9. Punkty gwiazdowe transformatorów i autotransformatorów przyłączonych do sieci WN lub sieci NN oraz aparatura łączeniowa z nimi współpracująca muszą umożliwiać zarówno ich bezpośrednie uziemienie, jak i pracę bez połączenia z układem uziemiającym. Wskazania sposobu pracy punktów gwiazdowych poszczególnych jednostek transformatorowych dokonuje operator systemu przesyłowego, tak aby:

- 1) we wszystkich punktach sieci, we wszystkich stanach ruchowych, współczynnik zwarcia doziemnego określony dla stanu zwarcia z ziemią (jednej fazy lub dwóch faz), jako stosunek maksymalnej wartości skutecznej napięcia fazy nieuszkodzonej względem ziemi, do napięcia tej fazy w przypadku niewystępowania zwarcia, nie przekraczał wartości:
 - a) 1,3 w sieci NN,
 - b) 1,4 w sieci WN;
- 2) sposób pracy punktu gwiazdowego jednostek transformatorowych pracujących w sieciach WN oraz sieciach NN powinien być zgodny z warunkami określonymi przez ich producenta odpowiednio do właściwości układów izolacyjnych.

2.10. Działania operatora systemu przesyłowego dotyczące uziemiania albo nieuziemiania punktów gwiazdowych jednostek transformatorowych WN i NN zmierzają do zapewnienia, aby we wszystkich punktach sieci prąd zwarcia jednofazowego nie był większy niż prąd zwarcia trójfazowego.

2.11. Wymagania określone w pkt 2.9 i 2.10 są spełnione, gdy:

- 1) w sieci NN:

$$1 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 2 \text{ oraz } \frac{R_0}{X_1} \leq 0,5,$$

- 2) w sieci WN:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

X_1 – reaktancję dla składowej symetrycznej zgodnej wyznaczoną w miejscu zwarcia,

X_0 – reaktancję dla składowej symetrycznej zerowej wyznaczoną w miejscu zwarcia,

R_0 – rezystancję dla składowej symetrycznej zerowej wyznaczoną w miejscu zwarcia.

Spełnienie wskazanych wyżej warunków oznacza, że odpowiednio sieć NN lub sieć WN pracuje ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym.

2.12. W przypadku gdy właściwości izolacji jednostek transformatorowych uniemożliwiają pracę z nieuziemionymi punktami gwiazdowymi i spełnienie warunku $1 \leq X_0 / X_1$, operator systemu przesyłowego może zaakceptować fakt, że prąd zwarcia jednofazowego z ziemią jest większy od prądu zwarcia trójfazowego.

3. Wymagania dotyczące układów i urządzeń EAZ.

Rozdział 1

Zakres przedmiotowy wymagań

3.1. W rozdziale 2 określa się wymagania techniczne dla układów i urządzeń EAZ w sieci WN oraz w sieci NN w zakresie:

- 1) linii elektroenergetycznych WN oraz linii elektroenergetycznych NN pracujących w sieci zamkniętej;
- 2) linii elektroenergetycznych NN służących do wyprowadzania mocy w ramach modułów wytwarzania energii, zwanych dalej „liniami NN służącymi do wyprowadzania mocy”;
- 3) linii elektroenergetycznych WN służących do wyprowadzania mocy w ramach modułów wytwarzania energii, zwanych dalej „liniami WN służącymi do wyprowadzania mocy”;
- 4) linii elektroenergetycznych jednostronnie zasilanych WN oraz linii elektroenergetycznych jednostronnie zasilanych NN, niepracujących w sieci zamkniętej;
- 5) transformatorów o napięciu znamionowym strony górnej transformatora WN albo NN;
- 6) stacji pracujących w sieci zamkniętej, z przyłączonymi modułami wytwarzania energii, zwanych dalej „stacjami przyelektrownianymi”;
- 7) rozdzielni WN oraz rozdzielni NN.

3.2. W rozdziale 3 określa się wymagania techniczne dla układów i urządzeń EAZ w sieciach o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i niższym niż 110 kV, zwanym dalej „średnim napięciem” lub „SN”.

3.3. Elementy sieci wyposaża się w układy i urządzenia EAZ, zapewniające w szczególności:

- 1) samoczynną selektywną likwidację zakłóceń sieciowych z zachowaniem, odpowiedniego dla danego elementu sieci, poziomu szybkości i czułości oraz niezawodności działania;
- 2) lokalizację miejsca wystąpienia zakłócenia;
- 3) prowadzenie ruchu stacji o górnym napięciu znamionowym WN lub NN, z użyciem środków pomiarowych, diagnostycznych, sterowniczych i sygnalizacyjnych, zapewniających bezpieczeństwo funkcjonowania poszczególnych elementów sieci oraz ich obsługi;
- 4) zarejestrowanie przebiegów sygnałów analogowych oraz dwustanowych, czyli rejestrację zakłóceń i zdarzeń, umożliwiających w szczególności prześledzenie i analizę działania układów i urządzeń EAZ podczas zakłóceń.

3.4. Układy i urządzenia EAZ muszą reagować na zakłócenia w pracy elementów sieci elektroenergetycznej oraz modułów wytwarzania energii, urządzeń i sieci podmiotów przyłączonych do sieci elektroenergetycznych, w szczególności na:

- 1) zwarcia doziemne i międzyfazowe,
- 2) zwarcia metaliczne i niemetaliczne, w tym wysokooporowe,
- 3) zwarcia przemijające i trwałe,
- 4) zwarcia rozwijające się,
- 5) zakłócenia o charakterze technologicznym w urządzeniach,
- 6) nieprawidłowe działanie wyłączników,
- 7) niebezpieczny wzrost napięcia na liniach elektroenergetycznych

– w tym zakłócenia stanowiące zagrożenie dla stabilności systemu elektroenergetycznego.

3.5. Układy i urządzenia EAZ muszą działać w taki sposób, aby jak najszybciej eliminować zakłócenia. Czasy działania układów i urządzeń EAZ zapewniają:

- 1) zachowanie warunków stabilności dynamicznej systemu elektroenergetycznego;
- 2) zmniejszanie zakresu uszkodzeń w miejscach powstałych zakłóceń;
- 3) zapobieganie nadmiernemu starzeniu się urządzeń;
- 4) zmniejszanie zakłóceń technologicznych;
- 5) bezpieczeństwo ludzi i urządzeń w obiektach sieci elektroenergetycznej.

3.6. Układy i urządzenia EAZ, aparaty, osprzęt instalacyjny oraz ich elementy muszą posiadać świadectwa jakości i świadectwa dopuszczające zastosowanie ich w obiektach sieci właściwego operatora systemu. Dotyczy to w szczególności:

- 1) świadectw jakości i protokołów z wynikami badań laboratoriów potwierdzających zgodność wykonania urządzeń z wymaganiami norm międzynarodowych i europejskich;
- 2) świadectw jakości i protokołów z wynikami badań przeprowadzonych przez jednostki badawcze;
- 3) aktualnego świadectwa dopuszczającego do stosowania w sieci właściwego operatora systemu.

Rozdział 2

Wymagania dotyczące układów i urządzeń EAZ w sieciach WN lub sieciach NN

3.7. Ogólne wymagania techniczne dla układów i urządzeń EAZ pracujących w sieciach WN lub w sieciach NN, podyktowane względami niezawodnościowymi, są następujące:

- 1) zabezpieczenia i automatyki poszczególnych elementów sieci i elementów do niej przyłączonych dobiera się, w szczególności w zakresie ich możliwości funkcjonalnych i konfiguracyjnych, do parametrów tych elementów sieci i elementów do niej przyłączonych oraz sposobu i przewidywanych warunków ich pracy;
- 2) układy i urządzenia EAZ podmiotów przyłączonych do sieci WN lub do sieci NN muszą umożliwiać ich koordynację z układami i urządzeniami EAZ w tych sieciach, z zachowaniem selektywności ich działania;
- 3) nastawienia układów i urządzeń EAZ podmiotów przyłączonych do sieci WN lub sieci NN muszą być koordynowane przez operatora systemu przesyłowego;
- 4) poszczególne elementy sieci zamkniętej wyposaża się w przynajmniej dwa niezależne zestawy układów i urządzeń EAZ;
- 5) układ i urządzenie EAZ realizuje co najmniej jedną funkcję zabezpieczeniową, przy czym rezerwujące się funkcje zabezpieczeniowe podstawowe tego samego rodzaju muszą być realizowane przez niezależne układy i urządzenia EAZ;
- 6) stosuje się lokalne i zdalne rezerwowanie układów i urządzeń EAZ;
- 7) poszczególne zestawy układów i urządzeń EAZ muszą być zasilane z oddzielnych obwodów zasilających oraz współpracować z oddzielnymi obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego sterowniczego oraz obwodami wyłączającymi;
- 8) obwody sterownicze napięcia pomocniczego poszczególnych obwodów układów i urządzeń EAZ muszą być zasilane z różnych sekcji rozdzielni prądu stałego, współpracujących z oddzielnymi bateriami akumulatorowymi; dla rozdzielni w układzie typu H dopuszcza się stosowanie pojedynczej baterii akumulatorowej;
- 9) zapewnia się redundancję łączy telekomunikacyjnych dla potrzeb układów i urządzeń EAZ, z wyłączeniem przypadków wskazanych w pkt 3.29 i 3.30;
- 10) stosuje się urządzenia z układami lub funkcjami ciągłej autodiagnostyki oraz ciągłej kontroli i testowania urządzeń i układów współpracujących;
- 11) stosuje się elementy oraz rozwiązania układowe zgodne z wymaganiami norm, standardów lub specyfikacji właściciela układów i urządzeń EAZ, zapewniające bezpieczeństwo obwodów wtórnych;
- 12) układy i urządzenia EAZ wyposaża się w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania;
- 13) uszkodzenie jednego z układów i urządzeń EAZ przeznaczonych do zabezpieczenia elementu sieciowego w stacjach o górnym napięciu znamionowym NN nie może stwarzać konieczności odstawienia tego elementu z ruchu.

3.8. Układy i urządzenia EAZ w polu linii elektroenergetycznej NN pracującej w sieci zamkniętej wyposaża się co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki:

- 1) redundantne funkcje zabezpieczeniowe podstawowe odcinkowe umożliwiające wyłączenia jednofazowe i trójfazowe;
- 2) redundantne funkcje zabezpieczeniowe podstawowe odległościowe umożliwiające wyłączenia jednofazowe i trójfazowe z pamięcią napięciową, blokadą od kołysań mocy, z funkcją chroniącą przy załączeniu na zwarcie oraz możliwością pracy współbieżnej funkcji odległościowych;
- 3) funkcje ziemnozwarciowe kierunkowe;

- 4) funkcje samoczynnego ponownego załączania, zwanego dalej „SPZ”, umożliwiające realizację jednofazowego i trójfazowego cyklu SPZ;
- 5) funkcje kontroli synchronizmu;
- 6) redundantne funkcje lokalizacji miejsca zwarcia realizowane przez co najmniej dwa urządzenia EAZ;
- 7) inne funkcje automatyki, jeżeli są niezbędne z powodów systemowych.

3.9. Układy i urządzenia EAZ w polu linii elektroenergetycznej WN pracującej w sieci zamkniętej wyposaża się co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki:

- 1) jedną funkcję podstawową – odległościową z możliwością pracy współbieżnej lub odcinkową; jeżeli nie ma możliwości selektywnego nastawienia funkcji odległościowej, stosuje się funkcję odcinkową jako podstawową;
- 2) jedną funkcję rezerwową – odległościową z możliwością pracy współbieżnej lub ziemnozwarciową;
- 3) funkcję SPZ umożliwiającą realizację trójfazowego cyklu SPZ;
- 4) funkcję lokalizacji miejsca zwarcia.

3.10. Układy i urządzenia EAZ w polu linii elektroenergetycznej jednostronnie zasilanej WN albo linii elektroenergetycznej jednostronnie zasilanej NN, niepracujących w sieci zamkniętej, muszą być wyposażone co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki:

- 1) funkcje zabezpieczeniowe w jednym z wariantów:
 - a) odległościową albo odcinkową jako funkcję podstawową oraz odpowiednio – odległościową albo nadprądową jako funkcję rezerwową; jeżeli nie ma możliwości selektywnego nastawienia funkcji odległościowej, stosuje się funkcję odcinkową jako podstawową,
 - b) redundantne zestawy funkcji nadprądowej bezzwłocznej, nadprądowej zwłocznej niezależnej, ziemnozwarciowej zerowo-prądowej kierunkowej;
- 2) funkcję SPZ umożliwiającą realizację trójfazowego cyklu SPZ;
- 3) funkcję lokalizacji miejsca zwarcia.

3.11. Układy i urządzenia EAZ w polu linii NN służącej do wyprowadzania mocy muszą być wyposażone co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki, przy wszystkich funkcjach zabezpieczeniowych tych linii działających na wyłączenie trójfazowe:

- 1) redundantne funkcje zabezpieczeniowe podstawowe odcinkowe, których zastosowanie jest opcjonalne w przypadku, gdy funkcje zabezpieczeniowe odcinkowe modułu wytwarzania energii obejmują linię NN służącą do wyprowadzania mocy;
- 2) redundantne funkcje zabezpieczeniowe podstawowe odległościowe z pamięcią napięciową, blokadą od kołysań mocy, z funkcją chroniącą przy załączeniu na zwarcie oraz możliwością pracy współbieżnej funkcji odległościowych;
- 3) funkcje ziemnozwarciowe kierunkowe;
- 4) funkcje bezwarunkowego wyłączenia najbliższego wyłącznika po górnej stronie transformatora służącego do wyprowadzania mocy z modułu wytwarzania energii od sygnału awaryjnego wyłączenia tego modułu.

3.12. Układy i urządzenia EAZ w polu linii WN służącej do wyprowadzania mocy muszą być wyposażone co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki, przy wszystkich funkcjach zabezpieczeniowych tych linii działających na wyłączenie trójfazowe:

- 1) funkcję zabezpieczeniową podstawową odcinkową, której zastosowanie jest opcjonalne w przypadku, gdy funkcja zabezpieczeniowa odcinkowa modułu wytwarzania energii obejmuje także linię WN służącą do wyprowadzania mocy;
- 2) funkcję zabezpieczeniową podstawową odległościową z pamięcią napięciową, blokadą od kołysań mocy, z funkcją chroniącą przy załączeniu na zwarcie oraz możliwością pracy współbieżnej funkcji odległościowych;
- 3) funkcję ziemnozwarciową kierunkową;
- 4) funkcje bezwarunkowego wyłączenia najbliższego wyłącznika po górnej stronie transformatora służącego do wyprowadzania mocy z modułu wytwarzania energii od sygnału awaryjnego wyłączenia tego modułu.

3.13. W polach linii elektroenergetycznych WN oraz w polach linii elektroenergetycznych NN służących do wyprowadzania mocy z modułów parku energii dopuszcza się stosowanie funkcji SPZ.

3.14. Układy i urządzenia EAZ w polach transformatora o górnym napięciu znamionowym NN wyposaża się co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki:

- 1) redundantne funkcje zabezpieczeniowe podstawowe różnicowe;
- 2) funkcje zabezpieczeniowe odległościowe po górnej i dolnej stronie transformatora;
- 3) funkcje zabezpieczeniowe ziemnozwarciowe kierunkowe po górnej i dolnej stronie transformatora;
- 4) funkcję zabezpieczeniową ziemnozwarciową w punkcie gwiazdowym;
- 5) funkcje kontroli synchronizmu po górnej i dolnej stronie transformatora;
- 6) układ sygnalizujący przeciążenie transformatora;
- 7) funkcje zabezpieczeniowe nadprądowe i zerowo-napięciowe – wyposaża się w nie stronę SN transformatora w przypadku wykorzystywania uzwojenia SN transformatora do zasilania potrzeb własnych stacji lub rozdzielni lub do przyłączenia dławika.

3.15. Układy i urządzenia EAZ w polach transformatora o górnym napięciu znamionowym WN wyposaża się co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki:

- 1) funkcje zabezpieczeniowe podstawowe reagujące na zwarcie w transformatorze – nadprądowe, a dla transformatorów o mocy znamionowej powyżej 5 MVA – różnicowe;
- 2) funkcje zabezpieczeniowe nadprądowo-zwłoczne dla każdej strony transformatora;
- 3) funkcje zabezpieczeniowe przeciążeniowe dla każdej strony transformatora, przy czym transformatory dwuuzwojeniowe zabezpiecza się tylko po jednej stronie;
- 4) zaleca się, aby każda sekcja strony SN transformatora była wyposażona w funkcje zabezpieczeniowe umożliwiające skracanie czasu trwania zwarcia na szynach SN;
- 5) funkcje zabezpieczeniowe transformatora reagujące na zwarcia wewnętrzne i zewnętrzne muszą działać na wyłączenie.

3.16. Do ochrony transformatorów o górnym napięciu znamionowym NN oraz transformatorów o górnym napięciu znamionowym WN wykorzystuje się zabezpieczenia technologiczne, w szczególności temperaturowe oraz gazowo-przepływowe kadzi i zabezpieczenie przełącznika zaczepów.

3.17. Układy i urządzenia EAZ w polach wszystkich rodzajów łączników szyn WN oraz w polach wszystkich rodzajów łączników szyn NN wyposaża się co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki:

- 1) funkcję zabezpieczeniową podstawową pracującą w trybie na rozcinanie połączonych szyn zbiorczych, działającą na wyłączenie trójfazowe własnego wyłącznika; dopuszcza się nierozcinanie szyn w rozdzielniach w układzie typu H;
- 2) pola łączników szyn zastępujących pola linii elektroenergetycznych WN albo NN pracujących w sieci zamkniętej, transformatorów, a także linii elektroenergetycznych WN albo NN służących do wyprowadzania mocy modułów wytwarzania energii wyposaża się w dodatkowe układy i urządzenia EAZ umożliwiające realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych niezbędnych do zastąpienia innego pola przy użyciu pola łącznika szyn.

3.18. Wymaga się stosowania urządzeń do kontroli synchronizmu w warunkach łączy w sieci zamkniętej oraz łączenia obszarów asynchronicznych.

3.19. W rozdzielniach uznanych za niezbędne, zgodnie z art. 23 ust. 4 lit. e rozporządzenia 2017/2196, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może wymagać zainstalowania synchronizatorów dla potrzeb odbudowy systemu.

3.20. Szyny zbiorcze rozdzielni WN oraz rozdzielni NN wyposaża się co najmniej w jeden zespół zabezpieczenia szyn zbiorczych, zwany dalej „ZSZ”, zapewniający wyłączenie zwarć w systemach lub sekcjach szyn zbiorczych, z uwzględnieniem zwarć zlokalizowanych w strefie między wyłącznikiem a przekładnikiem prądowym, zwanej dalej „strefą martwą”.

3.21. Jeżeli wymagają tego warunki systemowe w stacjach przyelektrownianych lub w stacjach sąsiadujących z nimi dla szyn zbiorczych WN oraz szyn zbiorczych NN stosuje się dwa zespoły ZSZ zapewniające wyłączenie zwarć w systemach lub sekcjach szyn zbiorczych, z uwzględnieniem zwarć zlokalizowanych w strefie martwej.

3.22. Wszystkie rozdzielnie WN oraz rozdzielnie NN wyposaża się co najmniej w jeden układ lokalnej rezerwy wyłącznikowej, zwanej dalej „LRW”. Przed wyłączeniem odpowiedniego systemu szyn musi być dokonane impulsowanie uzupełniające przez element układu LRW przypisany polu, w którym nie zadziałał wyłącznik. Dopuszcza się pominięcie impulsowania uzupełniającego lub skrócenie działania LRW, jeżeli wymagają tego warunki systemowe.

3.23. Jeżeli wymagają tego warunki systemowe, w stacjach przyelektrownianych lub w stacjach sąsiadujących z nimi, dla szyn zbiorczych WN oraz szyn zbiorczych NN stosuje się dwa układy LRW.

3.24. Jeżeli zastosowano jeden układ LRW, musi on być niezależny od ZSZ. W stacjach o górnym napięciu WN dopuszcza się stosowanie układów LRW zintegrowanych z układami ZSZ, z wyłączeniem rozdzielni WN, w których operator systemu przesyłowego posiada pole transformatora.

3.25. W rozdzielniach wyposażonych w redundantne układy LRW i redundantne układy ZSZ dopuszcza się zintegrowanie tych układów, z zachowaniem niezależności układów wzajemnie się rezerwujących.

3.26. Rozdzielnie WN lub NN w układach wielowylącznikowych lub uproszczonych wyposaża się w układy zdalnego rezerwowania wyłączników. W przypadku niezadziałania wyłącznika podczas eliminacji zakłócenia układy zdalnego rezerwowania wyłączników muszą działać na sąsiadujące wyłączniki umożliwiające eliminację tego zakłócenia.

3.27. Łącza telekomunikacyjne dla potrzeb układów i urządzeń EAZ muszą umożliwiać liniom elektroenergetycznym WN oraz liniom elektroenergetycznym NN pracującym w sieci zamkniętej przesyłanie co najmniej następujących sygnałów:

- 1) do realizacji funkcji zabezpieczeń odcinkowych;
- 2) do pracy współbieżnej funkcji zabezpieczeń odległościowych;
- 3) od układu zdalnego rezerwowania wyłączników na wydłużenie stref odległościowych i blokadę SPZ na drugim końcu linii lub bezwarunkowe wyłączenie linii na drugim jej końcu; w przypadku zadziałania LRW mostka środkowego w układach 3/2W wysyłany jest sygnał bezwarunkowego wyłączenia na drugi koniec linii;
- 4) od zadziałania ZSZ w strefie martwej na drugi koniec linii na przyspieszenie działania funkcji zabezpieczeń odległościowych i blokadę SPZ lub na bezwarunkowe wyłączenie;
- 5) topologii pól przeciwległych, o ile nie realizują tego inne dedykowane łącza telekomunikacyjne.

3.28. Łącza telekomunikacyjne dla potrzeb EAZ muszą umożliwiać układom i urządzeniom EAZ w polach linii elektroenergetycznych WN lub linii elektroenergetycznych NN służących do wyprowadzania mocy w ramach modułów wytwarzania energii przesyłanie co najmniej następujących sygnałów:

- 1) do realizacji funkcji zabezpieczeń odcinkowych;
- 2) do pracy współbieżnej funkcji zabezpieczeń odległościowych;
- 3) od układu zdalnego rezerwowania wyłączników na bezwarunkowe wyłączenie na drugim końcu linii – w przypadku zadziałania LRW;
- 4) od zadziałania ZSZ w strefie martwej na drugi koniec linii na bezwarunkowe wyłączenie;
- 5) topologii pól przeciwległych, o ile nie realizują tego inne dedykowane łącza telekomunikacyjne;
- 6) bezwarunkowego wyłączenia najbliższego wyłącznika po górnej stronie transformatora modułu wytwarzania energii od sygnału przesłanego z miejsca jego nadzoru, jeżeli wyłącznik ten jest zlokalizowany na drugim końcu linii elektroenergetycznej WN lub linii elektroenergetycznej NN służącej do wyprowadzania mocy w ramach modułu wytwarzania energii.

3.29. Do przesyłania sygnałów dla potrzeb układów i urządzeń EAZ, o których mowa w pkt 3.27 i 3.28, stosuje się redundantne, niezależne łącza telekomunikacyjne dla potrzeb EAZ. Dla linii elektroenergetycznych WN pracujących w sieci zamkniętej dopuszcza się stosowanie jednego łącza telekomunikacyjnego dla potrzeb EAZ.

3.30. Dla linii elektroenergetycznych jednostronnie zasilanych WN oraz linii elektroenergetycznych jednostronnie zasilanych NN, niepracujących w sieci zamkniętej, dla których jest wymagane zastosowanie funkcji odcinkowej lub pracy współbieżnej funkcji odległościowych, dopuszcza się stosowanie jednego łącza telekomunikacyjnego dla potrzeb EAZ. Dla pozostałych linii elektroenergetycznych jednostronnie zasilanych WN oraz linii elektroenergetycznych jednostronnie zasilanych NN, niepracujących w sieci zamkniętej, dopuszcza się niestosowanie łącza telekomunikacyjnego dla potrzeb EAZ.

3.31. W przypadku funkcji zabezpieczeniowych odcinkowych linii elektroenergetycznych oraz funkcji telezabezpieczeń zaleca się, aby co najmniej jedno ze stosowanych redundantnych i niezależnych łączy telekomunikacyjnych dla potrzeb EAZ zostało zrealizowane jako łącze światłowodowe wykorzystujące dedykowane włókna światłowodu zainstalowanego na linii.

3.32. Rejestracja zakłóceń sieciowych, wykorzystywana do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń, działania układów i urządzeń EAZ oraz wyłączników, musi być realizowana we wszystkich rozdzielniach WN oraz rozdzielniach NN. Funkcje rejestracji zakłóceń sieciowych umożliwiają zapisanie co najmniej:

- 1) w każdym polu 3 napięć i 3 prądów fazowych oraz składowych zerowych napięcia i prądu;
- 2) sygnałów o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkich sygnałów o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatyk na wyłączenie, wszystkich sygnałów z telezabezpieczeń (nadawanie i odbiór) oraz sygnałów załączających od układów SPZ;
- 3) przebiegów wolnozmiennych.

3.33. Podmioty przyłączone do sieci WN lub do sieci NN są obowiązane do przekazywania wyników rejestracji, o której mowa w pkt 3.32, właściwemu operatorowi systemu na jego żądanie, w uzgodnionym terminie i w uzgodnionym formacie.

3.34. Właściwy operator systemu dystrybucyjnego i operator systemu przesyłowego muszą wymieniać się wynikami rejestracji, o której mowa w pkt 3.32, na żądanie właściwego operatora systemu, w uzgodnionym terminie i w uzgodnionym formacie.

3.35. Systemy sterowania i nadzoru nad pracą obiektów elektroenergetycznych przyłączonych do sieci zamkniętej muszą być przystosowane do wymiany danych z systemami sterowania i nadzoru właściwych operatorów systemu.

3.36. Przekładniki prądowe wykorzystywane do układów i urządzeń EAZ zapewniają:

- 1) klasę dokładności nie gorszą niż 5P20;
- 2) moc rdzeni dostosowaną do obwodu;
- 3) przekładnie dostosowane do warunków zwarciovych i obciążeniowych;
- 4) niezależne rdzenie przekładników do rezerwujących się układów i urządzeń EAZ;
- 5) możliwość zastosowania niekonwencjonalnych metod pomiaru prądu zapewniających nie gorsze parametry techniczne i jakościowe niż w rozwiązaniach klasycznych.

3.37. Przekładniki napięciowe wykorzystywane do układów i urządzeń EAZ zapewniają:

- 1) klasę dokładności nie gorszą niż 3P;
- 2) moc uzwojeń dostosowaną do obwodu;
- 3) niezależne uzwojenia przekładników dla rezerwujących się układów i urządzeń EAZ;
- 4) przynajmniej jedno uzwojenie połączone w układ otwartego trójkąta;
- 5) możliwość zastosowania niekonwencjonalnych metod pomiaru napięcia zapewniających nie gorsze parametry techniczne i jakościowe niż w rozwiązaniach klasycznych.

3.38. Wyłączniki o napięciu znamionowym NN oraz wyłączniki o napięciu znamionowym WN wyposaża się w:

- 1) zabezpieczenie od niezgodności położenia biegunów – w przypadku niesprzężonych mechanicznie biegunów;
- 2) blokadę, która po wyłączeniu wyłącznika uniemożliwia jego załączenie od ewentualnego trwałego impulsu załączającego.

3.39. Moduł wytwarzania energii musi być wyposażony w funkcje zabezpieczeniowe i automatyki pozwalające utrzymać ten moduł w pracy podczas zwarcia w sieci. Funkcje te muszą umożliwić układom i urządzeniom EAZ w sieci zamkniętej działać selektywnie, bez powodowania zbędnych wyłączeń tego modułu wytwarzania energii.

3.40. Elementy modułu wytwarzania energii muszą być dostosowane pod względem wytrzymałości do czasów trwania zwarcia w stanach awaryjnych, w szczególności w przypadkach równoczesnych awarii zabezpieczenia podstawowego oraz podstawowego wyłącznika wyłączającego zwarcie.

3.41. Jeżeli wymagają tego warunki systemowe, właściwy operator systemu może zdecydować o zastosowaniu automatyki zapobiegającej kołysaniom mocy – automatyki przeciwkołysaniowej, zwanej dalej „APK”, oraz automatyki zapobiegającej skutkom przeciążeń elementów sieci – automatyki odciążającej, zwanej dalej „AO”. Moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do współpracy z automatyką APK i AO.

3.42. Układy i urządzenia EAZ modułu wytwarzania energii muszą zapewniać ochronę jego elementów także w przypadku awarii zabezpieczeń podstawowych w sieciach WN lub w sieciach NN, a także w przypadku awarii podstawowego wyłącznika wyłączającego zwarcie.

3.43. Układy i urządzenia EAZ modułu wytwarzania energii nie mogą wysyłać impulsów wyłączających do układów i urządzeń EAZ w stacjach przebiegowych właściwego operatora systemu, gdy moduł wytwarzania energii jest odłączony od sieci zamkniętej.

3.44. Układ synchronizatora modułu wytwarzania energii musi umożliwiać podanie napięcia na szyny rozdzielni w stacji przebiegowej będącej w stanie beznapięciowym.

3.45. Zwarcia wewnątrz modułu wytwarzania energii muszą być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tego modułu.

3.46. Nowoprojektowane układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej oraz układy stacji elektroenergetycznych z nimi współpracujące muszą być, na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych, uzgadniane i zatwierdzane przez operatora systemu właściwego dla miejsca przyłączenia.

Rozdział 3

Wymagania dotyczące układów i urządzeń EAZ w sieciach SN

3.47. W celu uzyskania wymaganych krótkich czasów eliminacji zwarć oraz zapewnienia selektywnych wyłączeń stosuje się:

- 1) urządzenia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej o czasie własnym nie dłuższym niż 80 ms;
- 2) wyłączniki SN o czasie wyłączania nieprzekraczającym 70 ms.

3.48. Poszczególne elementy sieci SN wyposaża się w układy i urządzenia EAZ niezbędne do samoczynnej, selektywnej likwidacji zakłóceń w tej sieci.

3.49. Układy i urządzenia EAZ w polu linii elektroenergetycznej SN wyposaża się co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki:

- 1) funkcje zabezpieczeniowe chroniące przed skutkami zwarć wielofazowych, działające na wyłączenie wyłącznika w polu danej linii;
- 2) funkcje zabezpieczeniowe chroniące przed skutkami zwarć doziemnych, działające na wyłączenie wyłącznika w polu danej linii;
- 3) funkcje SPZ z możliwością ich programowania i blokowania – w przypadku pól linii napowietrznych i napowietrzno-kablowych SN.

3.50. Jeżeli do linii SN są przyłączone lokalne moduły wytwarzania energii, operator systemu dystrybucyjnego może postawić dodatkowe wymagania, względem wymienionych w punkcie 3.49, odnośnie do wyposażenia układów i urządzeń EAZ pola tej linii w funkcje zabezpieczeniowe i automatyki, w szczególności od skutków zasilania lub podania napięcia na sieć wyłączoną od strony głównego punktu zasilającego i blokady kierunkowej oraz zasad współpracy zabezpieczeń linii z zabezpieczeniem szyn lub lokalną rezerwą wyłącznikową.

3.51. Do zabezpieczania transformatorów olejowych o górnym napięciu znamionowym SN i mocy większej niż 1 MVA, posiadających wyłącznik przynajmniej po stronie WN, stosuje się układy i urządzenia EAZ wyposażone co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki:

- 1) funkcje zabezpieczeniowe reagujące na zwarcia zlokalizowane w transformatorze, funkcje zabezpieczeniowe różnicowe dla transformatorów o mocy znamionowej powyżej 5 MVA lub prądowe, działające na wyłączenie;
- 2) funkcje zabezpieczeniowe nadprądowe zwłoczne chroniące przed skutkami zwarć zewnętrznych, działające na wyłączenie;
- 3) układ sygnalizujący przeciążenie transformatora.

3.52. Do ochrony transformatorów olejowych o górnym napięciu znamionowym SN i mocy większej niż 1 MVA wykorzystuje się zabezpieczenia technologiczne transformatora, w szczególności gazowo – przepływowe i temperaturowe.

3.53. Układy i urządzenia EAZ w polu łącznika szyn SN wyposaża się co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki, działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

- 1) funkcję zabezpieczeniową rezerwującą działanie funkcji zabezpieczeniowych nadprądowych w polach odpływowych;
- 2) funkcję zabezpieczeniową zwarciową nadprądową działającą przy załączeniu pola łącznika szyn na zwarcie;
- 3) funkcję zabezpieczeniową ziemnozwarciową w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor.

3.54. Układy i urządzenia EAZ w polu pomiaru napięcia w rozdzielniach SN w stacjach o górnym napięciu znamionowym WN wyposaża się co najmniej w funkcje zabezpieczeniowe i automatyki reagujące na:

- 1) obniżenie napięcia na szynach SN;
- 2) zwarcia doziemne w zasilanej sieci SN;
- 3) obniżenie częstotliwości operatora systemu – kryterium nie dotyczy stacji z rozproszoną automatyką SCO.

3.55. Układy i urządzenia EAZ w polu SN baterii kondensatorów wyposaża się co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki:

- 1) nadprądowe od skutków przeciążeń, działające na wyłączenie baterii;
- 2) od skutków zwarć wewnętrznych, działające na wyłączenie baterii;
- 3) nadnapięciowe.

3.56. Dobór zabezpieczeń dla ochrony potrzeb własnych transformatorów zależy od mocy transformatora oraz sposobu pracy punktu neutralnego sieci SN i jest ściśle związany z pracującymi w danej rozdzielni zabezpieczeniami ziemnozwarciowymi. Każdy transformator potrzeb własnych musi być zabezpieczony przed skutkami zwarć wewnętrznych i zewnętrznych.

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

- 1) stacje SN, do których są przyłączone lokalne moduły wytwarzania energii, wyposaża się w układy i urządzenia EAZ mające chronić bezpieczeństwo sieci i odbiorców przyłączonych do sieci, w szczególności reagujące na:
 - a) zwarcia wielofazowe i doziemne,
 - b) wzrost i obniżenie napięcia,
 - c) wzrost i obniżenie częstotliwości,
 - d) utratę połączenia z siecią operatora systemu dystrybucyjnego;
- 2) właściciel modułu wytwarzania wykonuje układ EAZ w taki sposób, aby wyłącznik sprzęgający był łącznikiem przeznaczonym do wyłączania jedynie modułu wytwarzania, a wyłączenie go nie skutkowało pozbawieniem zasilania potrzeb własnych modułu wytwarzania ani jakichkolwiek innych obwodów niezwiązanych z tym modułem;
- 3) właściwy operator systemu dystrybucyjnego określa warunki ewentualnego zasilania lub ponownego zasilania od strony lokalnego modułu wytwarzania energii, sieci wyłączonej od strony głównego punktu zasilającego oraz ponownej synchronizacji, a także niezbędne do tego środki techniczne;
- 4) właściwy operator systemu dystrybucyjnego określa warunki dotyczące zakresu telemechaniki stacji z przyłączonymi lokalnymi modułami wytwarzania energii;
- 5) właściwy operator systemu dystrybucyjnego określa wymagania dotyczące układów i urządzeń EAZ w stosunku do modułów wytwarzania energii przyłączanych do sieci tego operatora systemu dystrybucyjnego.

3.58. Rozdzielnię SN w stacjach o górnym napięciu znamionowym WN, posiadającą przynajmniej dwa zasilania, wyposaża się w automatykę samoczynnego załączenia rezerwy.

3.59. Nastawienia układów automatyki i zabezpieczeń urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych do sieci operatora systemu dystrybucyjnego muszą być skoordynowane z nastawieniami układów automatyki i zabezpieczeń sieci tego operatora systemu dystrybucyjnego.

3.60. Operator systemu dystrybucyjnego określa indywidualnie rodzaj lub warunki współpracy automatyk i zabezpieczeń oraz środków ochrony przeciwporażeniowej stosowanych przez odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu SN przy wydawaniu warunków przyłączenia oraz zmianie warunków pracy sieci tego operatora systemu dystrybucyjnego.

3.61. Systemy nadzoru i sterowań podmiotów przyłączonych do sieci SN muszą spełniać wymagania właściwego operatora systemu dystrybucyjnego.

3.62. Układy i urządzenia EAZ oraz obwody sterownicze muszą być odporne na awarie sieci elektroenergetycznej i zapewniać ciągłość pracy, po wystąpieniu takiej awarii, przez okres co najmniej:

- 1) 24 godz. w stosunku do obiektów wskazanych w planie odbudowy opracowanym na podstawie art. 23 rozporządzenia 2017/2196;
- 2) 8 godz. – dla pozostałych obiektów.

4. Wymagania techniczne dla systemów telekomunikacji i wymiany informacji podmiotów przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym.

4.1. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym muszą być wyposażone w urządzenia telemechaniki i telekomunikacji niezbędne do komunikacji z operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu dystrybucyjnego właściwym dla miejsca przyłączenia, w zakresie funkcji:

- 1) łączności ruchowej z systemem dyspozytorskim i wewnątrz obiektu;
- 2) nadawania i odbioru danych niezbędnych do planowania i zarządzania pracą krajowego systemu elektroenergetycznego oraz do prowadzenia ruchu sieciowego, w tym m.in. sygnałów z układów telemechaniki lub do tych układów w zakresie telesygnalizacji, telemetrii i telesterowania oraz teleregulacji;
- 3) transmisji sygnałów układów telezabezpieczeń i automatyk systemowych;
- 4) przesyłania danych pomiarowych do celów rozliczeniowych, a także informacji techniczno-handlowych.

4.2. Urządzenia i kanały telekomunikacyjne niezbędne do realizacji funkcji, o których mowa w pkt 4.1, spełniają normy i wymagania jakościowe uzgodnione na podstawie standardów określonych w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, z właściwym operatorem systemu elektroenergetycznego. W celu zapewnienia wymaganej pewności realizacji powyższych funkcji urządzenia i kanały telekomunikacyjne powinny definiować poziom niezawodności łączy i zasady ich wzajemnego rezerwowania.

4.3. Szczegółowe wymagania dotyczące sposobu i zakresu wymiany danych określa się na podstawie:

- 1) art. 40 ust. 5 rozporządzenia 2017/1485;
- 2) art. 6 ust. 4 rozporządzenia 2016/1388;
- 3) art. 5 ust. 4 rozporządzenia 2016/1447;
- 4) instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy;
- 5) wymogów ogólnego stosowania lub metod stosowanych do obliczania lub ustanawiania takich wymogów, o których mowa w art. 7 ust. 4 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, str. 1, z późn. zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/631”.

4.4. W zakresie nieuregulowanym w metodach, warunkach, wymogach i zasadach, o których mowa w pkt 4.3, oraz instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, urządzenia i systemy teleinformatyczne wykorzystywane do wymiany danych powinny działać na podstawie standardów i protokołów komunikacyjnych określonych w dokumentach opracowywanych przez operatorów systemów elektroenergetycznych.

4.5. Urządzenia, systemy teleinformatyczne oraz kanały telekomunikacyjne wykorzystywane do wymiany informacji w zakresie wskazanym w pkt 4.1 powinny zapewniać wymagane bezpieczeństwo, tj. poufność, dostępność oraz integralność danych wraz z ich autentycznością.

4.6. Urządzenia telekomunikacyjne powinny spełniać wymagania dotyczące kompatybilności elektromagnetycznej, określone w odrębnych przepisach, w zakresie:

- 1) odporności na obniżenia napięcia zasilającego;
- 2) dopuszczalnych poziomów emitowanych harmonicznych prądu;
- 3) odporności na wahania napięcia i prądu w sieci zasilającej;
- 4) emisji i odporności na zakłócenia elektromagnetyczne.

4.7. Urządzenia technologiczne systemów telekomunikacji powinny posiadać certyfikaty jakościowe w zakresie stosowania urządzeń i instalacji w obiektach elektroenergetycznych.

4.8. Systemy telekomunikacyjne i teleinformatyczne powinny być odporne na awarie sieci elektroenergetycznej i zapewniać ciągłość pracy przez okres co najmniej 8 godz. po wystąpieniu takiej awarii dla wszystkich obiektów przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym, z wyjątkiem obiektów wskazanych w planie odbudowy opracowanym na podstawie art. 23 rozporządzenia 2017/2196, dla których wymagania określa § 43 ust. 14 niniejszego rozporządzenia.

CZĘŚĆ II. WYMAGANIA TECHNICZNE DOTYCZĄCE MODUŁÓW WYTWARZANIA ENERGII

5. Wymagania dla modułów wytwarzania energii.

5.1. Wymagania dla układów regulacji napięcia i mocy biernej:

- 1) właściwy operator systemu, do którego sieci jest przyłączony moduł wytwarzania energii typu B i C, ma prawo wymagać przystosowania układu regulacji napięcia i mocy biernej modułu wytwarzania energii do skoordynowanej pracy z nadrzędnym układem regulacji;
- 2) moduł wytwarzania energii typu D przyłączony do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym musi posiadać układ regulacji napięcia i mocy biernej przystosowany do skoordynowanej pracy z nadrzędnym układem regulacji właściwego operatora systemu funkcjonującym na stacji, do której moduł wytwarzania energii jest przyłączony, o ile właściwy operator systemu nie postanowi inaczej;
- 3) w ramach współpracy z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej moduł wytwarzania energii musi posiadać zdolność do przyjmowania do realizacji oraz regulacji zgodnie z wypracowanymi przez nadrzędny układ regulacji wartościami zadanymi, z wykorzystaniem dedykowanego kanału komunikacyjnego;
- 4) niezależnie od współpracy skoordynowanej z nadrzędnym układem regulacji moduł parku energii ma posiadać zdolność do zdalnej zmiany trybu pracy regulacji napięcia i mocy biernej oraz wartości zadanych w czasie rzeczywistym z poziomu systemów właściwego operatora systemu elektroenergetycznego.

5.2. Wymagania techniczne w zakresie obrony i odbudowy systemu.

Wszystkie moduły wytwarzania energii typu C i D oraz moduły wytwarzania energii typu B, dla których określono takie wymagania indywidualnie w warunkach przyłączania, muszą być przystosowane do udziału w obronie systemu i odbudowie w zakresie określonym poniżej:

- 1) wymagania dla pracy wyspowej:
 - a) moduły wytwarzania energii typu C i D muszą mieć zdolność do udziału w pracy wyspowej i spełniać wymogi, o których mowa art. 15 ust. 5 lit. b rozporządzenia 2016/631,
 - b) regulacja LFSM-O w rozumieniu art. 2 pkt 37 rozporządzenia 2016/631 powinna działać w zakresie obciążeń od poziomu mocy potrzeb własnych do mocy osiągalnej (maksymalnej) modułu wytwarzania energii,
 - c) regulacja LFSM-U w rozumieniu art. 2 pkt 38 rozporządzenia 2016/631 powinna działać w zakresie obciążeń od poziomu mocy potrzeb własnych do mocy osiągalnej (maksymalnej) modułu wytwarzania energii,
 - d) moduły wytwarzania energii muszą mieć zapewnioną automatyczną koordynację pracy urządzeń przetwarzających energię pierwotną na energię użyteczną do zasilenia urządzenia wytwarzającego energię elektryczną, podczas pracy wyspowej w celu:
 - dotrzymania kryteriów jakościowych regulacji LFSM-O i LFSM-U,
 - zapewnienia stabilnej pracy przy skokowych zmianach obciążenia,

- e) moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do aktywacji trybu pracy wyspowej, automatycznie w funkcji odchyłki częstotliwości, ze zwłoką czasową lub po zidentyfikowaniu podziału sieci oraz manualnie, na polecenie właściwego operatora systemu; kryteria automatycznej aktywacji określa operator systemu przesyłowego,
 - f) po przejściu do pracy wyspowej odstępuje się od realizacji wartości zadanych mocy, wysyłanych z centralnego systemu zarządzania mocą, prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego, należy przejść na lokalne zadawanie mocy z początkową wartością zadaną równą ostatniej wartości otrzymanej z systemu centralnego,
 - g) moduły wytwarzania energii, od których na podstawie art. 15 ust. 5 lit. c rozporządzenia 2016/631 wymaga się zdolności do pracy na potrzeby własne, muszą posiadać zdolność do podania napięcia na szyny rozdzielni sieciowej będące w stanie beznapięciowym;
- 2) wymagania dla rozruchu autonomicznego:
- a) moduły wytwarzania energii, które są zasilane gazem, pracujące w cyklu prostym, oraz elektrownie zasilane energią wody, muszą posiadać zdolność do rozruchu autonomicznego,
 - b) układy regulacji modułów wytwarzania energii muszą posiadać zdolność do regulacji LFSM, zgodnie z wymaganiami określonymi dla wymagań do pracy wyspowej,
 - c) moduły wytwarzania energii muszą posiadać zdolność do podania napięcia na szyny rozdzielni sieciowej będące w stanie bez napięcia.

CZĘŚĆ III. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI POPRZEZ UKŁADY ENERGOELEKTRONICZNE

6. Wymagania napięciowe.

Magazyn energii elektrycznej przyłączony do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym musi spełnić następujące wymagania dotyczące stabilnego poziomu napięcia.

6.1. Minimalny czas, w trakcie którego magazyn energii elektrycznej musi mieć zdolność do pracy przy napięciach odbiegających od napięcia referencyjnego równego 1 jednostce względnej [j.w.] w punkcie przyłączenia bez odłączenia od sieci, gdy napięcie bazowe dla jednostek względnych wynosi 110 kV albo 220 kV, został przedstawiony w tabeli nr 1:

Tabela nr 1

Zakres napięcia [j.w.]	Czas pracy [min]
0,85–0,90	60
0,90–1,118	nieograniczony
1,118–1,15	60

6.2. Minimalny czas, w trakcie którego magazyn energii elektrycznej musi mieć zdolność do pracy przy napięciach odbiegających od napięcia referencyjnego równego 1 j.w. w punkcie przyłączenia bez odłączenia od sieci, gdy napięcie bazowe dla jednostek względnych wynosi 400 kV, został przedstawiony w tabeli nr 2:

Tabela nr 2

Zakres napięcia [j.w.]	Czas pracy [min]
0,85–0,90	60
0,90–1,05	nieograniczony
1,05–1,10	60

7. Wymagania częstotliwościowe.

Magazyn energii elektrycznej przyłączony do sieci nn, SN oraz sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym musi spełnić następujące wymagania dotyczące stabilności częstotliwościowej.

7.1. Magazyn energii elektrycznej musi mieć zdolność do utrzymania się w pracy, przy prędkości zmian częstotliwości co najmniej $df/dt = 2\text{Hz/s}$.

7.2. Magazyn energii elektrycznej o mocy maksymalnej 200 kW lub wyższej musi posiadać zdolność do automatycznego przełączenia trybów pracy:

- 1) wyłączenia trybu ładowania, w czasie nie dłuższym niż 150 ms, przy spadku częstotliwości pracy sieci, w zakresie nastawczym częstotliwościowego progu przełączania od 49,8 Hz do 49,5 Hz, i załączenia trybu rozładowania z dotrzymaniem normalnych czasów załączenia, uwzględniając technologię magazynowania energii elektrycznej;
- 2) wyłączenia trybu rozładowania, w czasie nie dłuższym niż 150 ms, przy wzroście częstotliwości pracy sieci w zakresie nastawczym częstotliwościowego progu przełączania od 50,2 Hz do 50,5 Hz, i załączenia trybu ładowania z dotrzymaniem normalnych czasów załączenia, uwzględniając technologię magazynowania energii elektrycznej;
- 3) nastawy progów przełączania określa operator systemu przesyłowego.

7.3. Wymagania dotyczące parametrów częstotliwości.

Minimalne czasy pracy magazynu energii elektrycznej przy częstotliwościach odbiegających od wartości znamionowej zostały przedstawione w tabeli nr 3:

Tabela nr 3

Zakres [Hz]	Czas pracy [min]
47,5–48,5	30
48,5–49,0	30
49,0–51,0	nieograniczony
51,0–51,5	30

8. Warunki automatycznego przyłączania do sieci magazynów energii elektrycznej o mocy maksymalnej 200 kW lub wyższej.

8.1. Magazyn energii elektrycznej może automatycznie przyłączać się do sieci w trybie rozładowania w przypadku, gdy będą spełnione łącznie następujące warunki w ramach zapewnienia zdolności do współpracy z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej:

- 1) częstotliwość napięcia w sieci zawiera się w przedziale od 49,00 Hz do 50,02 Hz, oraz
- 2) zwłoka czasowa (rozumiana jako okres od momentu, w którym wartość częstotliwości powraca do przedziału zdefiniowanego powyżej, do momentu załączenia modułu wytwarzania energii do sieci) wynosi co najmniej 60 s.

8.2. Magazyn energii może automatycznie przyłączać się do sieci w trybie ładowania w przypadku, gdy będą spełnione łącznie warunki:

- 1) częstotliwość napięcia w sieci zawiera się w przedziale od 49,98 Hz do 51,0 Hz, oraz
- 2) zwłoka czasowa (rozumiana jako okres od momentu, w którym wartość częstotliwości powraca do przedziału zdefiniowanego powyżej, do momentu załączenia modułu wytwarzania energii do sieci) wynosi co najmniej 60 s.

9. Wymagania dla układów regulacji napięcia i mocy biernej.

9.1. Magazyn energii elektrycznej przyłączony do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym musi posiadać układ regulacji napięcia i mocy biernej przystosowany do skoordynowanej pracy z nadrzędnym układem regulacji właściwego operatora systemu funkcjonującym na stacji, do której magazyn energii elektrycznej jest przyłączony.

9.2. Właściwy operator systemu, do którego sieci o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV magazyn energii elektrycznej jest przyłączony, ma prawo wymagać przystosowania układu regulacji napięcia i mocy biernej magazynu energii elektrycznej do skoordynowanej pracy z nadrzędnym układem regulacji.

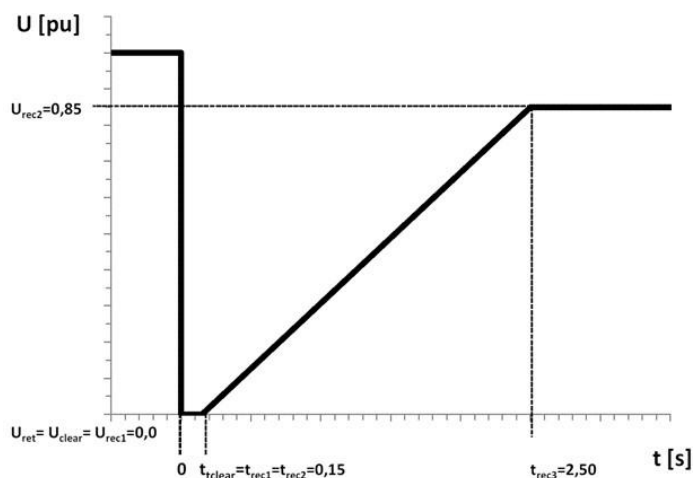
9.3. W ramach współpracy z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej magazyn energii elektrycznej musi posiadać zdolność do przyjmowania do realizacji oraz regulacji zgodnie z wypracowanymi przez nadrzędny układ regulacji wartościami zadanymi, przy wykorzystaniu dedykowanego kanału komunikacyjnego.

9.4. Niezależnie od wymogu współpracy skoordynowanej z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej magazyn energii elektrycznej przyłączony do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV musi posiadać:

- 1) układ regulacji napięcia magazynu energii elektrycznej zdolny do pracy w trybach regulacji napięcia, współczynnika mocy $\cos\phi$ oraz mocy biernej;
- 2) zdolność do zdalnej zmiany trybów pracy regulacji napięcia i mocy biernej oraz wartości zadanych w czasie rzeczywistym, o ile właściwy operator systemu będzie tego wymagać.

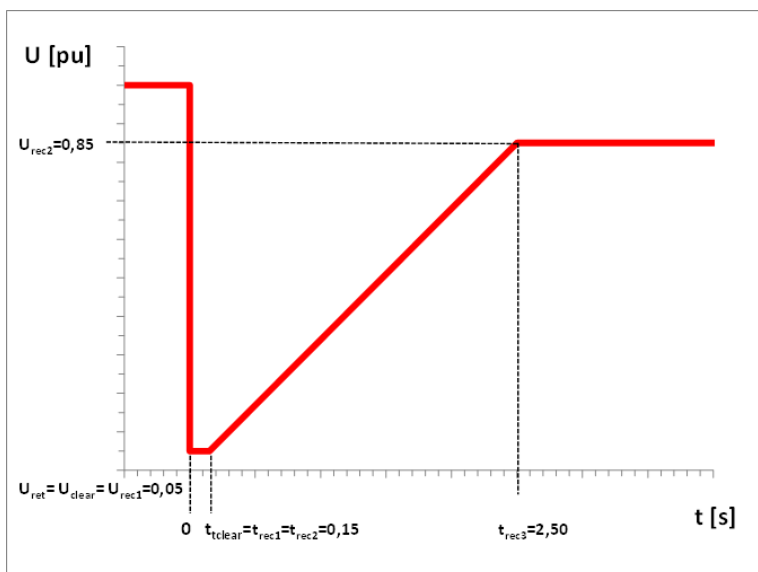
10. Wymagania w zakresie zwarć symetrycznych i niesymetrycznych:

- 1) magazyn energii elektrycznej przyłączony do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV musi być wyposażony w zabezpieczenia chroniące ten magazyn przed skutkami prądów zwarciovych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie elektroenergetycznym i innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych; nastawy tych zabezpieczeń muszą uwzględniać wymagania dla pracy magazynu energii elektrycznej w warunkach zakłóceń;
- 2) magazyn energii elektrycznej przyłączony do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym musi spełniać wymogi dotyczące zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia, w trybie rozładowania, zgodnie z profilem napięciowym określonym poniżej:



Parametry napięcia [j.w.]		Parametry czasu [s]	
U _{ret} :	0,00	t _{clear} :	0,15
U _{clear} :	0,00	t _{rec1} :	0,15
U _{rec1} :	0,00	t _{rec2} :	0,15
U _{rec2} :	0,85	t _{rec3} :	2,5

- 3) magazyn energii elektrycznej przyłączony do sieci SN musi spełniać wymogi dotyczące zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia, w trybie rozładowania, zgodnie z profilem napięciowym określonym poniżej:



Parametry napięcia [j.w.]		Parametry czasu [s]	
Uret:	0,05	tclear:	0,15
Uclear:	0,05	trec1:	0,15
Urec1:	0,05	trec2:	0,15
Urec2:	0,85	trec3:	2,5

Załącznik nr 2

**ZAKRES INFORMACJI PRZEKAZYWANYCH ODBIORCOM KOŃCOWYM O STRUKTURZE PALIW
I INNYCH NOŚNIKÓW ENERGII PIERWOTNEJ ZUŻYWANYCH DO WYTWARZANIA ENERGII
ELEKTRYCZNEJ SPRZEDANEJ W POPRZEDNIM ROKU ORAZ O MIEJSCU, W KTÓRYM SĄ DOSTĘPNE
INFORMACJE O WPŁYWIE WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ NA ŚRODOWISKO**

1. Struktura paliw i innych nośników energii pierwotnej zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej w poprzednim roku.

Lp.	Źródło energii	Udział procentowy [%]
1	Odnawialne źródła energii, w tym: biomasa biogaz geotermia energetyka wiatrowa energia słoneczna duża energetyka wodna mała energetyka wodna	
2	Węgiel kamienny	
3	Węgiel brunatny	
4	Gaz ziemny	
5	Energetyka jądrowa	
6	Inne	
RAZEM		100

2. Wykres kołowy obrazujący graficznie strukturę paliw i innych nośników energii pierwotnej zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej, o której mowa w pkt 1.

3. Informacje o miejscu, w którym są dostępne informacje o wpływie wytwarzania energii elektrycznej na środowisko w zakresie emisji dla poszczególnych paliw i innych nośników energii pierwotnej zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej w poprzednim roku.

Lp.	Miejsce, w którym dostępne są informacje o wpływie wytwarzania energii elektrycznej na środowisko	Rodzaj paliwa	CO ₂	SO ₂	NO _x	Pyły	Odpady radioaktywne
			[Mg/MWh]				
1							
2							
3							
		Razem					