

## **ROZPORZĄDZENIE**

### **MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA<sup>1)</sup>**

z dnia ... 2021 r.

#### **w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego<sup>2)3)</sup>**

Na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, 868 i 1093) zarządza się, co następuje:

- 
- <sup>1)</sup> Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 6 października 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. z 2021 r. poz. 941).
- <sup>2)</sup> 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 233 z 18.8.2016, str. 10);
  - 4) 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);
  - 5) 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);
  - 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 oraz Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, s. 24);
  - 7) 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);
  - 8) 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);
  - 9) 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).
- <sup>3)</sup> Niniejsze rozporządzenie zostało notyfikowane Komisji Europejskiej w dniu ... pod numerem ... 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 (Dz. Urz. UE L 241 z 17.09.2015, str. 1).

## 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;
- 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 2021 r. poz. 468 i 868) i charakterystykach technicznych efektywnych energetycznie urządzeń.

**§ 2.** Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) analizator jakości energii elektrycznej – przyrząd pomiarowy energii elektrycznej służący do pomiarów w zakresie jakości energii elektrycznej;
- 2) bilansowanie – bilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 1 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 oraz Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24), zwanego dalej: "rozporządzeniem 2017/2195";
- 3) dostawca usług bilansujących – dostawcę usług bilansujących w rozumieniu art. 2 pkt 6 rozporządzenia 2017/2195;
- 4) energia bilansująca – energię bilansującą w rozumieniu art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2017/2195;
- 5) europejska platforma wymiany energii bilansującej – platformę, o której mowa w art. 19, 20 lub 21 rozporządzenia 2017/2195;

- 6) farma fotowoltaiczna – moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia;
- 7) farma wiatrowa – moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia;
- 8) 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 233 z 18.8.2016, str. 10), zwanego dalej "rozporządzeniem 2016/1388";
- 9) jednolite łączenie rynków dnia następnego – proces, o którym mowa w art. 2 pkt 26 rozporządzenie 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 r., 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), zwanego dalej „rozporządzeniem 2015/1222”;
- 10) jednostka bilansowa – zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej utworzony na potrzeby rozliczania niezbilansowania;
- 11) jednostka grafikowa – zbiór rzeczywistych miejsc dostarczania energii elektrycznej zasobów użytkowników systemu, za pomocą których dostawca usług bilansujących świadczy usługi bilansujące;
- 12) jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – moduł wytwarzania energii:
  - a) przyłączony do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo
  - b) cieplny kondensacyjny o mocy osiągalnej równej lub wyższej niż 100 MW 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 i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ten moduł wytwarzania energii jest przyłączony;
- 13) 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;

- 14) 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;
- 15) miejsce przyłączenia – punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią;
- 16) moc bilansująca – moc bilansującą w rozumieniu art. 2 pkt 5 rozporządzenia 2017/2195;
- 17) moc przyłączeniowa – moc czynną planowaną do pobierania lub wprowadzania do sieci, określoną w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalną wyznaczaną w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15-minutowych, służącą do zaprojektowania przyłącza;
- 18) moc umowna – moc czynną pobieraną 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 mniejszą niż wyznaczoną jako wartość maksymalną ze średniej wartości mocy w okresie 15 minut, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, albo
  - b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo
  - c) umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zawieranej między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającymi co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniodzinnych pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych;
- 19) 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 oraz Dz. Urz. UE L 118 z 06.05.2019, str. 10), zwanego dalej: "rozporządzeniem 2016/631";

- 20) moduł wytwarzania energii – moduł wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 5 rozporządzenia 2016/631;
- 21) moduł wytwarzania energii cieplny – moduł wytwarzania energii, który do wytwarzania energii wykorzystuje jako główne źródło zasilania spalanie paliw lub energię jądrową;
- 22) niebilansowanie – niebilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 8 rozporządzenia 2017/2195;
- 23) oferta na energię bilansującą - ofertę cenową dostawy lub odbioru energii bilansującej stanowiącą część oferty zintegrowanego procesu grafikowania;
- 24) oferta na moce bilansujące - ofertę cenową dostawy mocy bilansujących stanowiącą część oferty zintegrowanego procesu grafikowania;
- 25) oferta portfolio na moce bilansujące – ofertę cenową dostawy mocy bilansujących składaną przez dostawcę usług bilansujących bez wskazania jednostek graficznych, poprzez które będzie realizowana dostawa tych mocy;
- 26) oferta techniczna – ofertę z parametrami technicznymi świadczenia usług bilansujących stanowiącą część oferty zintegrowanego procesu grafikowania;
- 27) 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;
- 28) okres rozliczania energii bilansującej – jednostkę czasu, w odniesieniu do której pozyskuje się i rozlicza energię bilansującą;
- 29) okres rozliczania mocy bilansującej – jednostkę czasu, w odniesieniu do której nabywa się i rozlicza moc bilansującą danego typu w ramach danego procesu zakupu mocy bilansującej;
- 30) okres rozliczania niebilansowania – okres rozliczania niebilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2017/2195;
- 31) podmiot odpowiedzialny za bilansowanie – podmiot odpowiedzialny za bilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 7 rozporządzenia 2017/2195;
- 32) program pracy – program zawierający grafik obciążenia oraz grafiki rezerw mocy zgłoszony przez dostawcę usług bilansujących w odniesieniu do jednostki graficznej;

- 33) przekaźnik SCO – wyodrębniony przekaźnik albo funkcja w terminalu zabezpieczeniowym lub sterowniku układu sterowania stacji, które wykonują pomiar częstotliwości i porównanie częstotliwości zmierzonej z nastawioną wielkością kryterialną, po przekroczeniu której generowany jest sygnał sterujący w celu wyłączenia odbioru za pomocą wyłączników;
- 34) przyłączy – odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, dostosowany do mocy przyłączeniowej, z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
- 35) 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 oraz Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24), zwanego dalej: "rozporządzeniem 2017/1485";
- 36) rezerwa operacyjna – rezerwę mocy możliwą do wykorzystania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego jako dostawa energii elektrycznej do sieci lub zmniejszenie poboru energii z sieci poprzez 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;
- 37) 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;
- 38) stan odbudowy systemu – stan odbudowy systemu, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 38 rozporządzenia 2017/1485;
- 39) stan zagrożenia – stan zagrożenia, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 37 rozporządzenia 2017/1485;
- 40) stan zaniku zasilania – stan zaniku zasilania, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 22 rozporządzenia 2017/1485;
- 41) sterowany odbiór – instalację odbiorczą należącą do odbiorcy końcowego, posiadającą zdolność do czasowego ograniczenia lub zwiększenia poboru energii elektrycznej z sieci w wyniku zmiany zużycia energii elektrycznej przez tę instalację;

- 42) 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 oraz wymiany energii bilansującej na europejskich platformach wymiany energii bilansującej i europejskiej platformie dla procesu kompensowania niebilansowań, 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 reprezentowanych w jednostce grafikowej;
- 43) układ SCO – zespół urządzeń wykonujących pomiar częstotliwości za pomocą przekaźnika SCO, dystrybucję sygnałów sterujących i wyłączenie odbioru za pomocą wyłączników;
- 44) usługi bilansujące – usługi bilansujące w rozumieniu art. 2 pkt 3 rozporządzenia 2017/2195;
- 45) 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;
- 46) 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, będące jednocześnie wirtualnym miejscem odbioru tej energii;
- 47) wyłączenie awaryjne – wyłączenie urządzeń, automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpiecznej pracy urządzeń, instalacji lub sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska;
- 48) wytwórca – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej;
- 49) zakład wytwarzania energii – zakład wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 6 rozporządzenia 2016/631;
- 50) 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;

- 51) 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, zwaną dalej „ustawą”, magazyn energii elektrycznej lub instalację 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 I – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV;
- 2) grupa II – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV;
- 3) grupa III – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV;
- 4) grupa IV – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW;
- 5) grupa V – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW;
- 6) grupa VI – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane do sieci poprzez 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, lecz 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. 8d<sup>4</sup> 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. 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 przyłączanego lub przyłączonego podmiotu.

3. 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 przyłączanego;
- 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 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 wyłączenia,
  - b) zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączenia lub trwania;
- 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 wnioskodawcy,
  - 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 przyłączanego.

3. 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.

4. Warunki przyłączenia wytwórcy 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 lub posiadacza magazynu energii elektrycznej do sieci wyprodukowanej lub zmagazynowanej energii elektrycznej czynnej oraz podczas ładowania magazynu energii elektrycznej.

5. 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 II grupy przyłączeniowej;
- 2) połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV;

3) instalacji odnawialnego źródła energii, należących do podmiotów zaliczanych do III grupy przyłączeniowej, o mocy zainstalowanej większej niż 2 MW.

6. 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 należącego do III, IV lub V grupy przyłączeniowej 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.

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

8. Operatorzy dokonują uzgodnień, o których mowa w:

- 1) ust. 5 i 7, w terminie nieprzekraczającym 60 dni od dnia złożenia dokumentacji dotyczącej warunków przyłączenia albo połączenia sieci;
- 2) ust. 6, w terminie określonym w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 4 ustawy, opracowanej przez operatora systemu dystrybucyjnego, z którym będzie dokonywane dane uzgodnienie.

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

**§ 5. 1.** Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci, funkcjonowania oraz zapewniania bezpieczeństwa pracy urządzeń, instalacji i sieci określają przepisy rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54), zwanego dalej "rozporządzeniem 2019/943", przepisy wydane na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943, postanowienia metod, warunków, wymogów i zasad przyjętych na podstawie rozporządzeń Komisji Europejskiej wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943, załącznik 1 do niniejszego rozporządzenia oraz instrukcja, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, opracowana przez operatora systemu elektroenergetycznego właściwego ze względu na miejsce przyłączenia.

2. Załącznik 1 do rozporządzenia określa wymagania techniczne, o których mowa w ust. 1, dla urządzeń, instalacji i sieci będących obiektami nowymi w rozumieniu art. 4 ust. 1 i 2 rozporządzenia 2016/631, rozporządzenia 2016/1388 oraz 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), zwanego dalej "rozporządzeniem 2016/1447", przyłączonych po wejściu w życie niniejszego rozporządzenia lub modernizowanych zgodnie z procedurą określoną w art. 4 ust. 1 rozporządzenia 2016/631, rozporządzenia 2016/1388 oraz rozporządzenia 2016/1447, po wejściu w życie niniejszego rozporządzenia, w zakresie nieuregulowanym przez te rozporządzenia.

3. Załącznik nr 1 do niniejszego rozporządzenia określa:

- 1) wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci, funkcjonowania oraz zapewniania bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego dla grup przyłączeniowych I-VI;
- 2) wymagania techniczne dla sieci elektroenergetycznych w zakresie funkcjonowania oraz zapewniania bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego.

§ 6. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej określa wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz udostępnia go na swojej stronie internetowej. Wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia zawiera pouczenie o zasadach i terminie wniesienia zaliczki, o której mowa w art. 7 ust. 8a ustawy.

2. Wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej podmiotu zaliczanego do I lub II grupy przyłączeniowej określa co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

3. Wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia zawiera 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 § 7 ust. 3.

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

- 1) oznaczenie wnioskodawcy;
- 2) określenie mocy przyłączeniowej dla każdego miejsca dostarczania energii elektrycznej;
- 3) przewidywane roczne zużycie energii elektrycznej;
- 4) przewidywany termin rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej lub jej poboru;
- 5) parametry techniczne, charakterystykę ruchową i eksploatacyjną przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I-IV oraz grupy przyłączeniowej VI o mocy powyżej 40 kW;

- 6) określenie mocy minimalnej poboru dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia, na podstawie przepisów wydanych na podstawie art. 11 ust. 6 ustawy, w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej;
- 7) 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.

2. Wniosek o określenie warunków przyłączenia dla wytwórców zawiera dane i informacje, o których mowa w ust. 1, oraz:

- 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;
- 3) stopień skompensowania mocy biernej związanej z:
  - a) odbiorem energii elektrycznej czynnej na potrzeby własne wytwórcy 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. Przepisy ust. 2 stosuje się odpowiednio do posiadaczy magazynów energii elektrycznej.

Wniosek o określenie warunków przyłączenia magazynu energii elektrycznej oprócz danych i informacji, o których mowa w ust. 1 i 2, zawiera 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) maksymalnej mocy, która może być odbierana przez magazyn energii elektrycznej;
- 5) maksymalnej mocy, która może być oddawana z magazynu energii elektrycznej;
- 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.

6. Wniosek o określenie warunków przyłączenia dla modułu wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej oprócz danych i informacji, o których mowa w ust. 1 i 2, zawiera dane i informacje, o których mowa w ust. 5 zdanie drugie.

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 przerwy 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 należy wskazać współrzędne geograficzne obszaru, na którym planowane jest ich usytuowanie.

**§ 8. 1.** Jeżeli wniosek o określenie warunków przyłączenia jest niezgodny z wzorem, o którym mowa w § 6 ust. 1, nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku w § 7 lub wymagań określonych w art. 7 ust. 8d i 8d<sup>1</sup> ustawy, 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 pomiędzy:

- 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, poprzez wyodrębnienie modułów wytwarzania energii lub obszarów sieci dystrybucyjnej.

3. Warunki połączenia sieci pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej niebędącymi operatorami 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 110 kV lub wyższym – również z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

4. Uzgodnienia, o których mowa w ust. 1-3, są dokonywane 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 lub umowie kompleksowej.

**§ 11.** W przypadku zmiany sprzedawcy przez odbiorcę końcowego przyłączonego do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, nowy sprzedawca informuje dotychczasowego sprzedawcę i przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej o planowanym dniu rozpoczęcia przez niego sprzedaży energii elektrycznej, zgodnie z instrukcją, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, opracowaną przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony ten odbiorca.

## 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 koncesji, taryfie, umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub umowie kompleksowej, instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, metodach, warunkach, wymogach i zasadach, o których mowa w art. 9g ust. 12 ustawy oraz procedurach określonych w wykonaniu obowiązków wynikających z rozporządzeń 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) ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz niezawodności jej dostarczania;
- 2) parametrów jakościowych energii elektrycznej.

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

- 1) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi, o których mowa w § 45, i na warunkach określonych w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej;
- 2) instaluje układy pomiarowo-rozliczeniowe, o których mowa w ust. 7 lub 8;
- 3) powiadamia odbiorców 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, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, sprzedawcy, podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie, dostawcy usług bilansujących, dostawcy mocy, o którym mowa w art. 2 ust. 1 pkt 4 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234 i 1093), a także innym podmiotom upoważnionym przez odbiorcę, wytwórcę 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 odbiorcy wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną energię elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów.

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 zmiany sprzedawcy.

5. Przepisy ust. 1-3 dotyczące odbiorców stosuje się do posiadaczy magazynów energii elektrycznej.

6. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego instaluje, na własny koszt, układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy i rezerwowy w polach rozdzielni będących jego własnością, w tym licznik zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym podstawowym. Licznik zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym rezerwowym instaluje na własny koszt podmiot przyłączany do sieci operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

7. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku, gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego:

- 1) instaluje, na własny koszt, w miejscu przygotowanym przez podmiot przyłączony, licznik zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym w przypadku podmiotów zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, zaliczonych do II, III i VI grupy przyłączeniowej, gdy układ pomiarowo-rozliczeniowy zlokalizowany jest w obiekcie będącym w eksploatacji podmiotu przyłączonego;
- 2) instaluje, na własny koszt, układ pomiarowo-rozliczeniowy w przypadku:
  - a) podmiotów zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, zaliczonych do II, III i VI grupy przyłączeniowej, gdy układ pomiarowo-rozliczeniowy zlokalizowany jest w obiekcie będącym w eksploatacji operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, na którym nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego,

- b) podmiotów zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zaliczonych do IV, V i VI grupy przyłączeniowej.

8. Operator systemu elektroenergetycznego instaluje, na własny koszt, analizator jakości energii elektrycznej:

- 1) w układzie pomiarowo-rozliczeniowym:
  - a) w przypadku
    - instalacji i urządzeń odbiorców,
    - modułów parku energii,
    - magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci poprzez układy energoelektroniczne,
  - b) w innych miejscach u podmiotów I i II grupy przyłączeniowej, dla których instalacja jest uzasadniona ze względów technicznych, biorąc pod uwagę lokalizację i rolę obiektu w przesyłach i dystrybucji energii elektrycznej, przyłączonych do sieci tego operatora.

**§ 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 tym 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 wykonanym przez siebie ich tłumaczeniem na język polski;
- 3) procedury określone przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w wykonaniu obowiązków wynikających z rozporządzeń 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;

- 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 tego modułu wytwarzania energii z jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej na jednostkę wytwórczą centralnie koordynowaną, biorąc 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. Zmianę statusu, o której mowa w ust. 1, uwzględnia się w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

§ 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:
  - a) z wytwórcą - 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 oraz miejsca rozgraniczania własności tych urządzeń,
  - b) między operatorem systemu elektroenergetycznego a przedsiębiorstwem energetycznym posiadającym koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej niebędącym operatorem – 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) między 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.

3. Przepisy ust. 1 dotyczące wytwórców stosuje się do posiadaczy magazynów energii elektrycznej.

**§ 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. Operator systemu elektroenergetycznego publikuje na swoich stronach internetowych i na bieżąco aktualizuje wymagania dotyczące dyspozycyjności modułów wytwarzania energii wynikające z konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. Wymagania te uwzględniają techniczne uwarunkowania pracy modułów wytwarzania energii wynikające z zastosowanej technologii wytwarzania energii elektrycznej.

2. Wytwórca zgłasza planowane ograniczenia dyspozycyjności modułów wytwarzania energii zgodnie z zasadami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, do:

- 1) operatora systemu elektroenergetycznego właściwego ze względu na miejsce przyłączenia oraz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, jeżeli ograniczenie dyspozycyjności dotyczy jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej lub jednostki wytwórczej centralnie koordynowanej, przy czym w przypadku gdy wytwórca zgłasza plan ograniczenia dyspozycyjności do więcej niż jednego operatora systemu elektroenergetycznego, zadania określone w ust. 3-10 wykonuje operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego;
- 2) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, jeżeli ograniczenie dyspozycyjności dotyczy modułu wytwarzania energii innego niż w określony w pkt 1.

3. Operator systemu elektroenergetycznego w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, ustanawia w roku kalendarzowym jeden okres nie dłuższy niż 60 dni, w którym nowe lub zmienione ograniczenia dyspozycyjności modułów wytwarzania energii zgłaszane przez wytwórcę na okres rozpoczynający się w następnym roku kalendarzowym lub kolejnych latach, traktuje się jak zgłoszone po upływie tego okresu. Nie dotyczy to zgłoszeń, w przypadku których ograniczenia dyspozycyjności rozpoczynają się przed upływem trzech miesięcy od daty zgłoszenia.

4. W przypadku gdy ograniczenie dyspozycyjności ma się rozpocząć przed upływem trzech miesięcy od daty zgłoszenia, wytwórca jest obowiązany uzgodnić je z operatorem systemu elektroenergetycznego.

5. Z wyłączeniem zgłoszeń, o których mowa w ust. 4, w przypadku stwierdzenia kolizji zgłoszonego ograniczenia dyspozycyjności modułu wytwarzania energii z wymaganiami dotyczącymi dyspozycyjności tego modułu, o których właściwy operator informował na swoich stronach internetowych przed datą zgłoszenia planowanego ograniczenia dyspozycyjności, wytwórca jest obowiązany zmienić na wniosek operatora termin ograniczenia dyspozycyjności tego modułu.

6. O wystąpieniu kolizji, o której mowa w ust. 5, operator systemu elektroenergetycznego informuje wytwórcę niezwłocznie, lecz nie później niż 7 dni roboczych od zgłoszenia ograniczenia dyspozycyjności modułu wytwarzania energii. Informacja ta zawiera opis naruszenia kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej stanowiącego przyczynę stwierdzenia kolizji oraz wymagania dotyczące zmian zakresu i terminu ograniczenia dyspozycyjności. Przez dni robocze rozumie się dni od poniedziałku do piątku inne niż dni ustawowo wolne od pracy.

7. Z wyłączeniem zgłoszeń, o których mowa w ust. 4, w przypadku stwierdzenia kolizji zgłoszonego ograniczenia dyspozycyjności modułu wytwarzania energii z wymaganiami dotyczącymi dyspozycyjności tego modułu, o których właściwy operator systemu elektroenergetycznego nie informował na swoich stronach internetowych przed datą zgłoszenia planowanego ograniczenia dyspozycyjności, operator może zwrócić się do wytwórcy o podanie wysokości rekompensaty finansowej, za którą wytwórca jest gotów przesunąć termin planowanego ograniczenia dyspozycyjności zgodnie z potrzebami operatora.

8. Rekompensata finansowa, o której mowa w ust. 7:

- 1) obejmuje rzeczywiście ponoszone i możliwe do udokumentowania koszty bezpośrednio wynikające ze zmiany terminu planowanego ograniczenia dyspozycyjności;
- 2) nie obejmuje:
  - a) kosztów wynikających z pełnienia funkcji dostawcy mocy, o której mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, z wyjątkiem kosztów wynikających z transakcji na rynku wtórnym, które wytwórca zawarł w celu dostosowania swojego obowiązku mocowego do zmienionego terminu ograniczenia dyspozycyjności,
  - b) utraconych korzyści.

9. Jeżeli właściwy operator systemu elektroenergetycznego zgodził się na wypłatę rekompensaty finansowej, o której mowa w ust. 7, wytwórca jest obowiązany zmienić termin ograniczenia dyspozycyjności zgodnie z potrzebami operatora.

10. W przypadku braku możliwości zmiany terminu ograniczenia dyspozycyjności, operator systemu elektroenergetycznego podejmuje niezbędne działania zaradcze w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, w tym działania przewidziane na wypadek wystąpienia stanu zagrożenia lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, o którym mowa w art. 11 lub art. 11c ustawy.

11. Koszty poniesione przez właściwego operatora systemu elektroenergetycznego z tytułu wypłat rekompensat finansowych, o których mowa w ust. 7, stanowią koszty uzasadnione, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 2 ustawy.

§ 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 rozporządzenia 2015/1222, rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz. Urz. UE L 259z 27.09.2016, str. 42 oraz Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/1719” i rozporządzenia 2017/2195 oraz zasady określone w metodach, warunkach, wymogach i zasadach dotyczących udostępniania zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych, przyjętych na ich podstawie, wynikające z rozporządzenia 2019/943 i rozporządzeń Komisji Europejskiej wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 tego rozporządzenia lub w metodach, warunkach, wymogach i zasadach, przyjętych na podstawie tych rozporządzeń.

## 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 europejskiej platformie dla procesu kompensowania niezbilansowań, 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 lub 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 albo umowę kompleksową dotyczącą zasobu tego odbiorcy, wskazuje podmiot odpowiedzialny za bilansowanie tego zasobu;
- 2) ten odbiorca albo podmiot przez niego upoważniony może wskazać dostawcę usług bilansujących dla zasobu tego odbiorcy.

4. Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie:

- 1) reprezentuje użytkowników systemu w odniesieniu do zasobów, dla których został wskazany, poprzez jedną jednostkę bilansową utworzoną z tych zasobów;
- 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, których reprezentuje poprzez jednostkę bilansową.

5. Dostawca usług bilansujących:

- 1) reprezentuje użytkowników systemu poprzez jedną lub więcej jednostek grafikowych utworzonych z zasobów, dla których został wskazany;

- 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 i rezerwy operacyjnej;
- 4) rozlicza się z tytułu świadczonych usług bilansujących i z tytułu rezerwy operacyjnej z użytkownikiem systemu, którego reprezentuje poprzez jednostkę grafikową utworzoną z jego zasobów, dla których został wskazany.

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 reprezentującego go 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, na jakich tworzy się jednostki bilansowe:

- 1) operatora systemu elektroenergetycznego;
- 2) wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej (NEMO), o którym mowa art. 2 pkt 23 rozporządzenia 2015/1222, lub kontrahenta centralnego, o którym mowa art. 2 pkt 42 rozporządzenia 2015/1222;
- 3) na potrzeby obsługi transakcji sprzedaży i zakupu energii elektrycznej zawartych na rynku organizowanym w rozumieniu art. 3 pkt 44 ustawy, których wykonanie polega na wymianie energii elektrycznej pomiędzy podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie;
- 4) na potrzeby wymiany międzysystemowej.

**§ 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

– pod warunkiem, że łączna moc osiągalna zasobów tworzonej jednostki grafikowej wynosi co najmniej 200 kW.

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

- 1) łączna moc osiągalna jednostki grafikowej wynosi nie więcej niż 50 MW;
- 2) jeżeli zasoby wchodzące w skład grupy są przyłączone lub odwzorowane w różnych węzłach, dostawca usług bilansujących określa w zgłoszonych programach pracy oraz złożonych ofertach zintegrowanego procesu grafikowania, w jakiej części zasoby tworzące jednostkę grafikową będą wykorzystywane do wykonywania zgłoszonych programów pracy oraz świadczenia oferowanych usług bilansujących w podziale na poszczególne węzły:
  - a) sieci przesyłowej lub sieci o napięciu 110 kV, w ramach których te zasoby są przyłączone,
  - b) łączące sieć o napięciu 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 wystąpić 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 poprzez tę jednostkę grafikową. Proces kwalifikacji wstępnej prowadzi operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

7. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego:

- 1) współpracuje z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w procesie kwalifikacji wstępnej prowadzonym dla zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej tego operatora;
- 2) 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 grafikowania w odniesieniu do jednostki grafikowej oraz może złożyć oferty portfolio na moce bilansujące.

4. W przypadku, gdy jednostka grafikowa składa się z zasobów wchodzących w skład różnych jednostek bilansowych, dostawca usług bilansujących określa w ofertach zintegrowanego procesu grafikowania, 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 grafikowania 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 grafikowania i programów pracy;

- 2) może nałożyć ograniczenia w zakresie aktualizacji ofert zintegrowanego procesu grafikowania zgodnie z art. 24 ust. 6 lub ust. 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 grafikowania, 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 zobowiązany do zgłoszenia dla jednostek grafikowych, w odniesieniu do których została zakupiona moc bilansująca, grafików 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:

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

– 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, do których świadczenia był zobowiązany zgodnie z ust. 2, uiszcza na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego opłatę z tytułu niedostarczenia mocy bilansujących. Wielkość niedostarczonych mocy bilansujących wyznacza się na podstawie:

- 1) wielkości mocy bilansujących zakupionych od tego dostawcy usług bilansujących;
- 2) ilości zaoferowanej energii bilansującej, o której 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.

6. 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 w przypadku, gdy nie miało miejsca nabycie mocy bilansujących w celu odtworzenia niedostarczonych mocy bilansujących, jako:

- 1) w przypadku mocy bilansujących w dół – wartość najwyższej ceny rozliczeniowej mocy bilansujących w dół odpowiadających typem niedostarczonym mocom bilansującym z okresów rozliczania mocy bilansujących obejmujących dany okres rozliczania energii bilansującej;
- 2) w przypadku mocy bilansujących w górę – większa 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,
  - b) ceny rezerwy operacyjnej, o której mowa w § 25 ust. 2 i 3.

7. W zakresie, w jakim energia elektryczna odpowiadająca wielkości niedostarczonych mocy bilansujących podlegała rozliczeniu na zasadach określonych w § 26, cenę, o której mowa w ust. 6, pomniejsza się o cenę, o której mowa w § 26 ust. 2 pkt 3, przy czym tak wyznaczona cena jest nie mniejsza niż zero.

8. 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 zasady nabywania i rozliczania mocy bilansujących inne niż określone w ust. 1-7.

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

- 1) przekazanych informacji o ilości energii elektrycznej wynikającej z zawartych umów sprzedaży energii elektrycznej;
- 2) zmierzonych ilości energii elektrycznej rzeczywiście dostarczonej do lub pobranej z sieci;
- 3) ilości energii elektrycznej wynikającej z poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego dotyczących wykorzystania oferty na energię bilansującą jednostki grafikowej lub jednostek grafikowych, 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 aktywowanych 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:

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

- 1) ilości energii bilansującej 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) ilości energii bilansującej 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 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: ceny energii bilansującej zintegrowanego procesu grafikowania, wyznaczoną zgodnie z ust. 5, oraz 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 lub zmniejszenie poboru z sieci,
- 4) cenę równą większej z wartości: ceny energii bilansującej zintegrowanego procesu grafikowania, wyznaczoną zgodnie z ust. 5, oraz 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 lub zwiększenie poboru z sieci

– po przeprowadzeniu korekt, o których mowa w § 27, wyznaczonych dla danej jednostki grafikowej.

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 aktywowaną na europejskich platformach wymiany energii bilansującej;
- 2) ceny rezerwy operacyjnej, o której mowa w § 25 ust. 2 i 3.

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 ust. 2 – w przypadku cen, o których mowa w ust. 4 pkt 1;
- 2) cenę rezerwy operacyjnej, o której mowa w § 25 ust. 2 i 3 – 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:
  - a) wielkości rezerwy operacyjnej nieobjętej zakupionymi mocami bilansującymi w górę, innej niż wymieniona w lit. b, oraz ceny rezerwy operacyjnej wyznaczonej zgodnie z ust. 2 albo ust. 3, lub
  - b) wielkości rezerwy operacyjnej 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 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, wyznaczanego 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 ceny maksymalnej rezerwy operacyjnej określonej dla danej doby. Dobową wartość ceny maksymalnej rezerwy operacyjnej określa trajektoria ceny maksymalnej rezerwy operacyjnej ustalona w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia

2017/2195. Zasady określania dobowej ceny maksymalnej 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 dyspozycyjnymi mocami 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 różnicy, o której mowa w ust. 1, i ceny równej większej z wartości:
  - a) ceny rezerwy operacyjnej, o której mowa w § 25 ust. 2 i 3,
  - b) 10% rocznej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym obliczonej zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, przy czym do czasu opublikowania nowej ceny przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki stosuje się cenę z poprzedniego roku.

3. Dostawca usług bilansujących uiszcza na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego opłatę z tytułu rozliczenia, o którym mowa w ust. 1 i 2, jeżeli różnica, o której mowa w ust. 1, jest większa niż ilość energii, która byłaby dostarczona w danym okresie rozliczania energii bilansującej z 3 % zakresu oferowanej mocy dyspozycyjnej jednostki grafikowej.

**§ 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 jest stosowana cena za uruchomienie 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. 6,
- 2) należności wyznaczonych zgodnie z ust. 7

– 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. 6 i należności wyznaczonych zgodnie z ust. 7,
- 2) różnicy kosztów uruchomień wynikających z wykonanych poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz wynikających ze zgłoszonego programu pracy

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

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

- 1) dla dostawy energii bilansującej – mniejszej z:

- 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:

- a) ceny wymuszonego odbioru energii elektrycznej, zwanej dalej „CWO”,
- b) ceny ofertowej z oferty na energię bilansującą.

7. 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 pkt 1-4 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.

8. 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 grafikowej innych niż wynikające ze zgłoszonego programu pracy.

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

10. 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;
- 2) zera.

11. 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 grafikowej 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 dla CWD,
  - b) pomnożonego przez 0,95 dla 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 dla CWD,
  - b) pomnożonych przez 0,95 dla CWO.

2. W przypadku gdy cena CWD wyznaczona zgodnie z ust. 1 ma wartość mniejszą lub równą zero, 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) wyłącznie dla CWD – uzmiennionego kosztu zamówienia mocy umownej dla dostaw paliwa gazowego, obliczonego jako poniesiona opłata za moc zamówioną 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 niebilansowania 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 cieplnej 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 wykroczyć 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 2021 r. poz. 332 i 1047) 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 2021 r. poz. 610 i 1093), w odniesieniu do której wytwórcy 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 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, o której mowa w art. 3 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2021 r. poz.

234, 784 i 1093), w odniesieniu do której wytwórcy w danym okresie rozliczania energii bilansującej przysługuje prawo 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, 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 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 2021 r. poz. 144), 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 lub modułu wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej CWD w danej dobie jest równe:

- 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 reprezentującej pojedynczy magazyn energii elektrycznej lub moduł wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej CWO w danej dobie jest równe:

- 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, której wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej z sieci, 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, oraz
  - 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 sieci którego 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 i 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 elektroenergetycznej 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, o której mowa w art. 7 ust. 2c ustawy, lub nominalnej wartości współczynnika sprawności jednokrotnego pełnego cyklu magazynowania elektrowni szczytowo-pompowej.

12. CU wyznacza się dla jednostki grafikowej utworzonej z pojedynczego modułu wytwarzania energii cieplnej, uwzględniając różne stany cieplne tego modułu, na podstawie kosztu pojedynczego uruchomienia tego modułu obejmującego poniesione od momentu rozpoczęcia uruchomienia modułu wytwarzania energii 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 cenę paliwa gazowego z rynku dnia następnego na giełdzie towarowej z zakończonego kwartału, na której to giełdzie 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 uruchamiania 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 cena CU, wyznaczona zgodnie z ust. 12, będzie miała wartość mniejszą niż zero, do rozliczeń przyjmuje się wartość równą zero.

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

- 1) w ciągu 50 dni od zakończenia każdego kwartału kalendarzowego:
  - a) koszty paliwa podstawowego, określone w ust. 3 pkt 1 lit. b, pkt 2 lub pkt 3,
  - b) koszty pojedynczego uruchomienia modułu, określone w ust. 12– na podstawie wykonania kosztów w poprzednim kwartale kalendarzowym;
- 2) w ciągu 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 informuje niezwłocznie,
  - b) cenę sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, podaną w ofercie wytwórcy, 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 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 określone w 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, określonego 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 Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie zmiany tego wsparcia;
- 4) przed utworzeniem nowej jednostki graficznej – informacje, o których mowa w punktach 1-3, na podstawie wykonania, danych projektowych lub wartości planowanych.

15. Dla każdej jednostki graficznej, o której mowa w ust. 8 i 9, dostawca usług bilansujących podaje 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 ciągu 50 dni od zakończenia każdego kwartału kalendarzowego, oraz
  - c) niezwłocznie w przypadku każdej zmiany;
- 2) wysokość 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, o których mowa w ust. 7, w ciągu 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 graficznej utworzonej z jednego sterowanego odbioru lub z grupy zasobów:

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

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

**§ 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 próg określony w § 20 ust. 1;
- 2) podnieść limit określony 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 możliwości 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 grafikowych utworzonych z zasobów przyłączonych do sieci tego operatora.

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

- 1) określone przez dostawcę usług bilansujących ograniczenia wynikające z technicznych parametrów pracy zasobów reprezentowanych w jednostkach grafikowych, w tym warunków pracy zakładu wytwarzania energii w odniesieniu do zgłoszeń grafików obciążenia oraz zgłoszeń grafików rezerw mocy;
- 2) określone 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 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 poprzez 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, oraz
- 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 którym mowa w art. 40 ust. 5 rozporządzenia 2017/1485.

**§ 34.** 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego do godziny 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 w przesyłaniu energii elektrycznej oraz węzłów, których te ograniczenia dotyczą, wraz ze wskazaniem mocy oraz liczby modułów wytwarzania energii niezbędnych do pracy;
- 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 godziny 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 lub grupach węzłów sieciowych, wynikających z warunków technicznych pracy sieci elektroenergetycznej.

3. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, nie później niż do godziny 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 w dobie 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 rezerwy interwencyjnej 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, 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 oraz Dz. Urz. UE L 31 z 01.02.2019, str. 108), zwanego 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, 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 skoordynowania 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 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) do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego dane i informacje niezbędne do opracowania przez niego planu rozwoju oraz skoordynowania 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 skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.

2. W celu skoordynowania 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 skoordynowanych działań inwestycyjnych w sieci przesyłowej elektroenergetycznej i sieci 110 kV;
- 2) wymagających skoordynowanych działań inwestycyjnych w sieciach dystrybucyjnych elektroenergetycznych.

§ 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 niezbędne informacje i dane 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 sieci koordynowanej 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, 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 w zakresie posiadanych przez nich jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych oraz, za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z pozostałymi wytwórcami, 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 którym mowa w art. 40 ust. 5 rozporządzenia 2017/1485,
  - b) zgłaszania i zmiany zgodnie z § 17 ust. 2, 4 i 5 terminów ograniczeń dyspozycyjności modułów wytwarzania energii uznanych za SGU w rozumieniu rozporządzenia 2017/1485, 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;
- 5) harmonogramów testów oraz raportów z ich realizacji zgodnie z planem testów opracowanym na podstawie art. 43 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 pomiędzy 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 procedurach i instrukcjach, o których mowa w ust. 1 pkt 2.

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 postępowania w przypadku wystąpienia stanu zagrożenia lub stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu w krajowym systemie elektroenergetycznym opracowują i aktualizują następujący użytkownicy systemu:

- 1) wytwórca wskazany w wykazie znaczących użytkowników sieci, 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 określonym w art. 23 ust. 4 lit. e rozporządzenia 2017/2196, inny niż operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 4) posiadacz magazynu energii elektrycznej, o którym mowa w art. 15 ust. 3 rozporządzenia 2017/2196.

5. Procedury i instrukcje, o których mowa w 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 przerw, o których mowa w § 47 ust. 1 i 2.

7. Wytwórca dla każdego będącego w jego posiadaniu zakładu wytwarzania energii, w skład którego wchodzi moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu znamionowym 110 kV lub wyższym lub nowy 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, oraz opracowuje i przedstawia właściwemu operatorowi systemu elektroenergetycznego plan działań w warunkach utraty połączenia z krajowym systemem elektroenergetycznym lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie.

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

9. Wytwórca oraz posiadacz magazynu energii elektrycznej:

- 1) stosuje wymagania w zakresie obrony i odbudowy systemu określone dla nowoprzyłączanych do sieci modułów wytwarzania energii lub magazynów energii elektrycznej;
- 2) wdraża wymagane funkcjonalności na etapie budowy modułu wytwarzania energii lub magazynu energii elektrycznej;
- 3) potwierdza wdrożenie i posiadanie wymaganych zdolności poprzez 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.

10. Wytwórca oraz posiadacz magazynu energii elektrycznej utrzymuje zdolności techniczne w ramach obrony i odbudowy systemu posiadane przez moduły wytwarzania energii lub magazyny energii elektrycznej przed wejściem w życie niniejszego rozporządzenia.

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 i monitorowania utrzymania zdolności technicznych na potrzeby obrony i odbudowy systemu.

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

- 1) utrzymuje należące do niego sieci i wewnętrzne instalacje zasilające i odbiorcze w należyтым stanie technicznym;
- 2) dostosowuje swoje instalacje do zmienionych warunków funkcjonowania sieci, o których został powiadomiony zgodnie z § 49 pkt 5;
- 3) niezwłocznie informuje właściwe 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.

2. Operator systemu elektroenergetycznego oraz użytkownik systemu, w celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego, wdraża 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 przyłączone są moduły wytwarzania energii objęte wykazem, o którym mowa w art. 11 pkt 4 lit. c lub w 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 oraz operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 4) moduły wytwarzania energii objęte wykazem, 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 110 kV lub wyższym, na swoich instalacjach zasilających urządzenia odbiorcze

– zgodnie instrukcją, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, przepisami rozporządzenia 2017/2196, przepisami rozporządzenia 2016/1388 oraz przepisami 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 pomiędzy 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 110 kV lub wyższym uznanego za zakład o zwiększonym ryzyku wystąpienia awarii albo za zakład o dużym ryzyku wystąpienia awarii w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 248 ust. 3 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. - Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2020 r. poz.

1219, z późn. zm.<sup>4)</sup>) 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 działania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 300 milisekund dla układów SCO, do których nie mają zastosowania wymogi rozporządzenia 2016/1388, objętych obowiązkiem stosowania przed wejściem w życie niniejszego rozporządzenia przez:

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

12. Czas działania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 150 milisekund dla układów SCO, do których nie mają zastosowania wymogi rozporządzenia 2016/1388, a które objęte są obowiązkiem stosowania, zgodnie z niniejszym rozporządzeniem, przez:

- 1) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 2) odbiorcę przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym 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 kalendarzowym;
- 2) miejscu, w którym są dostępne informacje o:
  - a) wpływie wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej w poprzednim roku kalendarzowym na środowisko, w zakresie emisji dwutlenku węgla, dwutlenku siarki, tlenków azotu, pyłów i radioaktywnych odpadów,

---

<sup>4)</sup> Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2020 r. poz. 1378, 1565, 2127 i 2338 oraz z 2021 r. poz. 802, 868, 1047 i 1162.

- 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

– 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 umieszczane na stronie internetowej sprzedawcy energii elektrycznej.

3. Zakres informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 i pkt 2 lit. a, określa załącznik nr 2 do rozporządzenia.

4. Sprzedawca energii elektrycznej przekazuje odbiorcy, wraz z fakturą za energię elektryczną, informacje o ilości zużytej przez tego odbiorcę energii elektrycznej za ten sam okres w poprzednim roku kalendarzowym, 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 sekund w miejscach przyłączenia jest zawarta w przedziale:
  - a) 50 Hz  $\pm$  1 % (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5 % tygodnia,
  - b) 50 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 mieści się w przedziale odchyłeń:
  - 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 ciągu każdego tygodnia 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
  - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego mieści się w przedziale od 0 % do 1 % wartości składowej kolejności zgodnej,

- b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego (o rzędach od 2 do 50) jest mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

| Harmoniczne nieparzyste   |                                                                           |                           |                                                                             | Harmoniczne parzyste      |                                                                             |
|---------------------------|---------------------------------------------------------------------------|---------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|---------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|
| niebędące krotnością 3    |                                                                           | będące krotnością 3       |                                                                             | rząd harmoniczne<br>j (h) | wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej<br>j ( $u_h$ ) |
| rząd harmoniczne<br>j (h) | wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej<br>( $u_h$ ) | rząd harmoniczne<br>j (h) | wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej<br>j ( $u_h$ ) |                           |                                                                             |
| 5                         | 2 %                                                                       | 3                         | 2 %                                                                         | 2                         | 1,5 %                                                                       |
| 7                         | 2 %                                                                       | 9                         | 1 %                                                                         | 4                         | 1 %                                                                         |
| 11                        | 1,5 %                                                                     | 15                        | 0,5 %                                                                       | >4                        | 0,5 %                                                                       |
| 13                        | 1,5 %                                                                     | >15                       | 0,5 %                                                                       |                           |                                                                             |
| 17                        | 1 %                                                                       |                           |                                                                             |                           |                                                                             |
| 19                        | 1 %                                                                       |                           |                                                                             |                           |                                                                             |
| 23                        | 0,7 %                                                                     |                           |                                                                             |                           |                                                                             |
| 25                        | 0,7 %                                                                     |                           |                                                                             |                           |                                                                             |
| >25                       | $0,2 + 0,5 \cdot \frac{25}{h}$                                            |                           |                                                                             |                           |                                                                             |

- 5) w ciągu każdego tygodnia 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 pkt 1-5 pod warunkiem, że:

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

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

- 1) nie może powodować szybkich zmian napięcia (RVC) zgodnie z wartościami określonymi w poniższej tabeli:

| L.p. | Przedział wartości RVC   | Maksymalna dopuszczalna liczba i częstość występowania zdarzeń RVC |
|------|--------------------------|--------------------------------------------------------------------|
| 1    | $0,5\% \leq RVC < 1,5\%$ | 100 na godzinę                                                     |
| 2    | $1,5\% \leq RVC < 3,0\%$ | 10 na godzinę                                                      |
| 3    | $3,0\% \leq RVC$         | 0                                                                  |

Podane wymagania dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń;

- 2) jego udział w całkowitych wahanach napięcia w punkcie przyłączenia, mierzony przyrostem wartości krótkookresowego współczynnika migotania światła ( $P_{st}$ ) i długookresowego współczynnika migotania światła ( $P_{lt}$ ) ponad wartość tła nie przekracza wartości określonych w poniższej tabeli:

| L.p. | Napięcie znamionowe sieci | $P_{st}$ | $P_{lt}$ |
|------|---------------------------|----------|----------|
| 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 każdego tygodnia;
- 5) wartość maksymalna wartości całkowitego współczynnika odkształcenia napięcia THD, uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, w miejscu przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym jest mniejsza lub równa 1,5 %.

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 sekund jest zawarta w przedziale:
  - a) 50 Hz  $\pm$  1 % (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5 % tygodnia,
  - b) 50 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 mieści się w przedziale odchyłań  $\pm$ 10 % napięcia znamionowego;
- 3) przez 95 % czasu każdego tygodnia wskaźnik długookresowego migotania światła Plt spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 1;
- 4) w ciągu każdego tygodnia 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
  - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego mieści się w przedziale od 0 % do 2 % wartości składowej kolejności zgodnej,
  - b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego (o rzędach od 2 do 50) jest mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

| Harmoniczne nieparzyste |                                                                        |                       |                                                                        | Harmoniczne parzyste  |                                                                        |
|-------------------------|------------------------------------------------------------------------|-----------------------|------------------------------------------------------------------------|-----------------------|------------------------------------------------------------------------|
| niebędące krotnością 3  |                                                                        | będące krotnością 3   |                                                                        | rząd harmonicznej (h) | wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej ( $u_h$ ) |
| rząd harmonicznej (h)   | wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej ( $u_h$ ) | rząd harmonicznej (h) | wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej ( $u_h$ ) |                       |                                                                        |
| 5                       | 6 %                                                                    | 3                     | 5 %                                                                    | 2                     | 2 %                                                                    |

|     |                      |     |       |    |       |
|-----|----------------------|-----|-------|----|-------|
| 7   | 5 %                  | 9   | 1,5 % | 4  | 1 %   |
| 11  | 3,5 %                | 15  | 0,5 % | >4 | 0,5 % |
| 13  | 3 %                  | >15 | 0,5 % |    |       |
| 17  | 2 %                  |     |       |    |       |
| 19  | 1,5 %                |     |       |    |       |
| 23  | 1,5 %                |     |       |    |       |
| 25  | 1,5 %                |     |       |    |       |
| >25 | $0,5 + \frac{25}{h}$ |     |       |    |       |

5) w ciągu każdego tygodnia 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 ustalić, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej niepowodujących pogorszenia parametrów określonych w ust. 1 i 3 albo ustalonych w umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie przesyłowej.

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

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

9. Operator systemu elektroenergetycznego zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w ust. 5 pkt 1-5 pod warunkiem, że:

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

§ 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 ( $u_h$ ), obliczany według wzoru:

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

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  $P_{lt}$ , o którym mowa w § 45 ust. 1 pkt 2, ust. 4 pkt 2 oraz ust. 5 pkt 3, należy rozumieć wskaźnik obliczany na podstawie sekwencji 12 kolejnych wartości wskaźników krótkookresowego migotania światła  $P_{st}$  (mierzonych przez 10 minut) występujących w okresie 2 godzin, według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$P_{lt}$  - wskaźnik długookresowego migotania światła,

$P_{st}$  - wskaźnik krótkookresowego migotania światła.

§ 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 sekundę;
- 2) krótkie, trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty;
- 3) długie, trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin;

- 4) bardzo długie, trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny;
- 5) katastrofalne, trwające dłużej niż 24 godziny.

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 ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji 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 godzin,
  - b) przerwy nieplanowanej - 24 godzin;
- 2) przerw w ciągu roku stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
  - a) przerw planowanych - 35 godzin,
  - b) przerw nieplanowanych - 48 godzin.

**§ 48. 1.** Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, podaje do publicznej wiadomości przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego:

- 1) wskaźnik 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,

- 2) wskaźnik 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 ciągu roku wyrażona w MWh podzielona przez liczbę godzin w ciągu roku (8760)

– wyznaczone dla systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz oddzielnie dla każdego poziomu napięcia w tym systemie;

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

– wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw;

- 5) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

2. Dla każdego wskaźnika, o którym mowa w ust. 1 pkt 3-5, podaje się liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, podaje do publicznej wiadomości przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego, na zasadach określonych w ust. 1 pkt 3-5.

4. Dla każdego wskaźnika, o którym 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 siedmiodniowym 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;
- 5) informuje na piśmie z co najmniej:
  - a) tygodniowym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
  - b) rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
  - c) 3-letnim wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- 6) 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 3 lub w umowie, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów; w przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w § 45 ust. 1 i 3 lub w umowie 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 za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w § 45 ust. 1 i 5, lub które określono w umowie.

**§ 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 ciągu 14 dni od dnia zgłoszenia żądania.

2. Odbiorca lub operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego; badanie laboratoryjne przeprowadza się w ciągu 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 ciągu 30 dni od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego, o którym mowa w ust. 3, 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 zwraca koszty, o których mowa w ust. 3 i 5, a także dokonuje korekty należności za dostarczoną energię elektryczną albo za świadczoną usługę kompleksową.

7. W przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania przedsiębiorstwo energetyczne wydaje odbiorcy, nie później niż do zakończenia okresu rozliczeniowego, w którym nastąpił demontaż, dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowo-rozliczeniowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu. Formę dokumentu określa umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji.

## 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 nowych 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 lub modernizowanych zgodnie z procedurą określoną w art. 4 ust. 1 rozporządzenia 2016/631, art. 4 ust. 1 rozporządzenia 2016/1388 oraz art. 4 ust. 1 rozporządzenia 2016/1447 określone przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia obowiązują przez czas w nich oznaczony.

**§ 52.** 1. Moduł wytwarzania energii będący jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną w rozumieniu § 2 pkt 13 niniejszego rozporządzenia, który przed wejściem w życie niniejszego rozporządzenia miał status jednostki wytwórczej centralnie koordynowanej, zachowuje dotychczasowy status.

2. Wytwórca lub posiadacz innego zasobu, który przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia aktywnie uczestniczył w bilansowaniu systemu w rozumieniu rozporządzenia uchylanego w § 55, nie ma 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.

3. Obowiązki określone w § 11 i § 12 ust. 3 pkt 5 niniejszego rozporządzenia 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 zgodnie z przepisami Rozdziału 2d ustawy.

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

2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, zgodną z przepisami niniejszego rozporządzenia nie później niż w ciągu 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 oraz posiadacze magazynów energii elektrycznej dostosowują zawarte umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej do przepisów niniejszego 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 bilansowania, o których mowa w ust. 1, oraz instrukcji, o której mowa w ust. 2.

4. Obowiązek określony w ust. 3 dotyczy także umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej w zakresie wymaganym do umożliwienia świadczenia usług bilansujących.

**§ 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 wymogów technicznych, o których mowa w § 5 ust. 1, stosuje się przepisy załącznika nr 1 do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. poz. 623, z 2008 r. poz. 178 i 1005 oraz z 2020 r. poz. 2026) oraz instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, opracowaną przez operatora systemu elektroenergetycznego właściwego ze względu na miejsce przyłączenia.

**§ 55.** Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

**§ 56.** Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od ogłoszenia, z wyjątkiem § 43 ust. 11, który wchodzi w życie z dniem 18 grudnia 2022 r.

**MINISTER KLIMATU I  
ŚRODOWISKA**

Załączniki do rozporządzenia  
Ministra Klimatu i Środowiska z  
dnia ... (poz. ...)

## **ZAŁĄCZNIK nr 1**

### **WYMAGANIA TECHNICZNE DLA PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI**

#### **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 uzgadniane są 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.

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, by 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 220 kV lub wyższym, zwanym dalej "najwyższym napięciem" lub "NN";
- 2) 150 ms dla urządzeń, instalacji i sieci o napięciu znamionowym 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 punkcie 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 punkcie 2.2, przy spełnieniu kryteriów stabilności dynamicznej systemu elektroenergetycznego.

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

2.6. W celu spełnienia wymagań z punktów 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 pomiędzy układami i urządzeniami EAZ zlokalizowanymi w różnych obiektach sieci, zwanych dalej "łaczami telekomunikacyjnymi dla potrzeb EAZ";
- 3) aparatury pierwotnej.

2.7. Transformatory przyłączone do sieci zamkniętej o napięciu znamionowym WN lub o napięciu znamionowym NN, spełniające wymagania określone w art. 19 ust. 2 lit. c i doraz w art. 19 ust. 3 lit. a rozporządzenia 2016/1388, muszą umożliwiać współpracę z nadrzędnymi układami regulacji oraz blokowanie działania przełącznika zaczepów, w celu umożliwienia realizacji obowiązku operatora systemu przesyłowego, dotyczącego regulacji napięcia i zarządzania mocą bierną, wynikającego z art. 29 rozporządzenia 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.

2.9. Punkty gwiazdowe transformatorów i autotransformatorów przyłączonych do sieci WN lub sieci NN oraz współpracująca z nimi aparatura łączeniowa muszą umożliwiać zarówno ich bezpośrednie uziemienie, jak też 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 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 bądź nieuziemiania punktów gwiazdowych jednostek transformatorowych WN i NN zapewniają w szczególności, aby we wszystkich punktach sieci prąd zwarcia jednofazowego nie był większy niż prąd zwarcia trójfazowego.

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

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

w sieci NN,

$$2) \quad 1 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3 \text{ oraz } \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

w sieci WN,

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$X_1$  - reaktancję dla składowej symetrycznej zgodnej wyznaczoną w miejscu zwarcia,

$X_0$  i  $R_0$  - odpowiednio reaktancję i rezystancję dla składowej symetrycznej zerowej wyznaczoną w miejscu zwarcia.

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

2.12. W sytuacji, 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 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:

- 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 muszą być takie, aby:

- 1) zachować warunki stabilności dynamicznej systemu;
- 2) zmniejszać zakres uszkodzeń w miejscach powstałych zakłóceń;
- 3) zapobiegać nadmiernemu starzeniu się urządzeń;
- 4) zmniejszać zakłócenia technologiczne;
- 5) zapewniać 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 jedną bądź więcej funkcji zabezpieczeniowych, 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 mają 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 EAZ, z wyłączeniem przypadków wskazanych w punktach 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 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 1- i 3-fazowe;
- 2) redundantne funkcje zabezpieczeniowe podstawowe odległościowe umożliwiające wyłączenia 1- i 3-fazowe 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 1 i 3-fazowego 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 3-fazowego 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, niepracującej w sieci zamkniętej, muszą być wyposażone co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki:

- 1) funkcje zabezpieczeniowe w jednym z wariantów:
  - a) odległościową lub odcinkową jako funkcję podstawową oraz odpowiednio odległościową lub nadprądową jako funkcję rezerwową; jeżeli nie ma możliwości selektywnego nastawienia funkcji odległościowej, stosuje się funkcję odcinkową jako podstawową,
  - b) redundantne zestawy następujących funkcji: nadprądowa bezzwłoczna, nadprądowa zwłoczna niezależna, ziemnozwarciowa zerowo-prądowa kierunkowa;

- 2) funkcję SPZ umożliwiającą realizację 3-fazowego 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 3-fazowe:

- 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 3-fazowe:

- 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) w przypadku wykorzystywania uzwojenia SN transformatora do zasilania potrzeb własnych stacji lub rozdzielni, lub przyłączenia dławika, dodatkowo wyposaża się stronę SN transformatora w funkcje zabezpieczeniowe nadprądowe i zerowo-napięciowe.

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 zaczeów.

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) jedną funkcję zabezpieczeniową podstawową pracującą w trybie na rozcinanie połączonych szyn zbiorczych działającą na wyłączenie 3-fazowe 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 łączeń 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 w przynajmniej 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, zwaną dalej "strefą martwą".

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

3.24. W przypadku zastosowania jednego układu 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 wielowyłącznikowych lub uproszczonych wyposaża się w układy zdalnego rezerwowania wyłączników. Układy zdalnego rezerwowania wyłączników, w przypadku nie zadziałania wyłącznika podczas eliminacji zakłócenia, muszą działać na sąsiadujące wyłączniki umożliwiające eliminację tego zakłócenia.

3.27. Łąca telekomunikacyjne dla potrzeb EAZ muszą umożliwiać dla linii elektroenergetycznych WN oraz dla linii elektroenergetycznych NN pracujących w sieci zamkniętej przesyłanie co najmniej następujących sygnałów:

- 1) dla realizacji funkcji zabezpieczeń odcinkowych;
- 2) dla 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) topologie pól przeciwległych, o ile nie realizują tego inne dedykowane łącza telekomunikacyjne.

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

- 1) dla realizacji funkcji zabezpieczeń odcinkowych;
- 2) dla 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) topologie 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 zlokalizowany jest 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 wymagane jest 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 z wykorzystywanych redundantnych 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 zobowiązane są do przekazywania wyników rejestracji, o których mowa w punkcie 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 rejestracjami, o których mowa w punktach 3.32 i 3.33, 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 dla 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 dla rezerwujących się układów i urządzeń EAZ;
- 5) możliwe jest zastosowanie niekonwencjonalnych metod pomiaru prądu zapewniających nie gorsze parametry techniczne i jakościowe jak dla rozwiązań klasycznych.

3.37. Przekładniki napięciowe wykorzystywane dla 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) że możliwe jest zastosowanie niekonwencjonalnych metod pomiaru napięcia zapewniających nie gorsze parametry techniczne i jakościowe jak dla rozwiązań 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 zwarc 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 zwarc 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 odciażającej, 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. Urządzenia i układy EAZ modułu wytwarzania energii nie mogą wysyłać impulsów wyłączających do urządzeń i układów EAZ w stacjach przyelektrownianych 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 przyelektrownianej, 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 współpracujące z nimi stacji elektroenergetycznych muszą być, na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych, uzgadniane i zatwierdzane przez właściwego dla miejsca przyłączenia operatora systemu.

### **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 w co najmniej 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 przypadkach pól linii napowietrznych i napowietrzno-kablowych SN.

3.50. Jeżeli do linii SN przyłączone są lokalne moduły wytwarzania energii, operator systemu dystrybucyjnego może postawić dodatkowe, względem wymienionych w punkcie 3.49, wymagania odnośnie wyposażenia układów i urządzeń EAZ pola tej linii w funkcje zabezpieczeniowe i automatyki, szczególnie 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 zwarciovą 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 - 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 zwarc wewnątrznych, działające na wyłączenie baterii;
- 3) nadnapięciowe.

3.56. Dobór zabezpieczeń dla ochrony transformatorów potrzeb własnych 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 zwarc wewnątrznych i zewnętrznych.

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

- 1) stacje SN do których przyłączone są 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) układy i urządzenia EAZ działają na wyłączenie wyłącznika sprzęgającego moduł wytwarzania energii z siecią operatora systemu dystrybucyjnego;
- 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 oraz 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 przyłączania 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 godzin, w stosunku do obiektów wskazanych w planie odbudowy opracowanym na podstawie art. 23 rozporządzenia 2017/2196;
- 2) 8 godzin dla pozostałych obiektów.

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

4.1. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 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/do układów telemechaniki w zakresie telesygnalizacji, teletetrii 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, w oparciu o standardy określone w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, z właściwym operatorem systemu elektroenergetycznego. W celu zapewnienia wymaganej pewności realizacji powyższych funkcji, definiować poziom niezawodności łączy i zasady ich wzajemnego rezerwowania.

4.3. Szczegółowe wymagania dotyczące sposobu i zakresu wymiany danych określają metody, warunki, wymogi i zasady opracowane na podstawie art. 40 ust. 5 rozporządzenia 2017/1485, art. 7 ust. 4 rozporządzenia 2016/631, art. 6 ust. 4 rozporządzenia 2016/1388 i art. 5 ust. 4 rozporządzenia 2016/1447 oraz instrukcja, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy.

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 w oparciu o standardy i protokoły komunikacyjne określone 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 godzin po wystąpieniu takiej awarii dla wszystkich obiektów przyłączonych do sieci o napięciu

znamionowym 110 kV i wyższym, za wyjątkiem obiektów wskazanych w planie odbudowy opracowanym na podstawie art. 23 rozporządzenia 2017/2196, dla których wymagania określa § 43 ust. 14 rozporządzenia.

**CZĘŚĆ II. WYMAGANIA TECHNICZNE DOTYCZĄCE MODUŁÓW  
WYTWARZANIA ENERGII, INSTALACJI ODBIORCZYCH, INSTALACJI  
DYSTRYBUCYJNYCH, SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH, ZAMKNIĘTYCH  
SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH, SYSTEMÓW WYSOKIEGO NAPIĘCIA  
PRĄDU STAŁEGO ORAZ MODUŁÓW PARKU ENERGII Z PODŁĄCZENIEM  
PRĄDU STAŁEGO.**

5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci modułów wytwarzania energii o mocy maksymalnej poniżej 0,8 kW.

5.1. Minimalny czas pracy modułu wytwarzania energii, przy częstotliwościach odbiegających od wartości znamionowej, został przedstawiony w poniższej Tabeli:

| Zakres            | Czas pracy     |
|-------------------|----------------|
| 47,5 Hz – 48,5 Hz | 30 minut       |
| 48,5 Hz – 49,0 Hz | 30 minut       |
| 49,0 Hz – 51,0 Hz | nieograniczony |
| 51,0 Hz – 51,5 Hz | 30 minut       |

5.2 Moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do utrzymania się w pracy przy prędkości zmian częstotliwości  $df/dt = 2\text{Hz/s}$ .

5. Wymagania dla modułów wytwarzania energii.

5.1. Wymagania dla systemów sterowania i monitorowania pracy:

- 1) Synchroniczne moduły wytwarzania energii typu D posiadające status jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej muszą być wyposażone w systemy sterowania i monitorowania pracy oraz operatywnej współpracy w następującym zakresie:
  - a) system monitorowania pracy regulacyjnej modułów wytwarzania energii umożliwiający kontrolę wszystkich wielkości niezbędnych do operatywnego prowadzenia ruchu krajowego systemu elektroenergetycznego oraz oceny ich pracy regulacyjnej,
  - b) system zdalnego sterowania wraz z infrastrukturą teleinformatyczną do transmisji sygnałów pomiędzy regulatorem centralnym systemu automatycznej regulacji częstotliwości i mocy, a węzłem lokalnym systemu automatycznej regulacji

częstotliwości i mocy i obiektowymi układami automatycznej regulacji realizującymi funkcję regulacji pierwotnej, wtórnej i trójnej,

- c) system operatywnej współpracy (dostępny na poziomie zakładu wytwarzania energii), umożliwiający wymianę informacji niezbędnych do operacyjnego zarządzania ruchem krajowego systemu elektroenergetycznego, kompatybilny z systemem wdrożonym u operatora systemu przesyłowego;
- 2) Właściciel zakładu wytwarzania energii zapewnia dostęp do systemów wymiany informacji niezbędnych do świadczenia usług bilansujących i usług systemowych.

#### 5.2. 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 110 kV i 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 ma posiadać zdolność do przyjmowania do realizacji oraz regulacji zgodnie z wypracowanymi przez nadrzędny układ regulacji wartościami zadanymi, przy wykorzystaniu dedykowanego kanału komunikacyjnego;
- 4) Niezależnie od współpracy skoordynowanej z nadrzędnym układem regulacji moduł parku energii ma posiadać zdolność do zdalnej zmiany trybów pracy regulacji napięcia i mocy biernej oraz wartości zadanych w czasie rzeczywistym, z poziomu systemów właściwego operatora systemu elektroenergetycznego.

#### 5.3. 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, mają 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 mają mieć zdolność do 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 od 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 zasilania 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, i przejść na lokalne zadawanie mocy z początkową wartościąadaną, równą ostatniej wartości otrzymanej z systemu centralnego,
  - g) moduły wytwarzania energii posiadające zdolność do pracy na potrzeby własne muszą posiadać zdolność do podania napięcia na szyny rozdzielni sieciowej będące w stanie bez napięcia;
- 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 POPRZECZ UKŁADY ENERGOELEKTRONICZNE.**

#### **5. Wymagania napięciowe.**

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

5.1. Minimalny czas, w trakcie którego magazyn energii elektrycznej musi mieć zdolność do pracy przy napięciach odbiegających od napięcia referencyjnego 1 p.u. w punkcie przyłączenia bez odłączenia od sieci, gdy napięcie bazowe dla jednostek względnych (pu) wynosi 110 kV lub 220 kV, został przedstawiony w poniższej Tabeli nr 1:

| Zakres napięcia        | Czas pracy     |
|------------------------|----------------|
| 0,85 j.w. - 0,90 j.w.  | 60 minut       |
| 0,90 j.w. - 1,118 j.w. | nieograniczony |
| 1,118 j.w. – 1,15 j.w. | 60 minut       |

**TABELA 1.**

7.2. Minimalny czas, w trakcie którego magazyn energii elektrycznej musi mieć zdolność do pracy przy napięciach odbiegających od napięcia referencyjnego 1 p.u. w punkcie przyłączenia bez odłączenia od sieci, gdy napięcie bazowe dla jednostek względnych (pu) wynosi 400 kV, został przedstawiony w poniższej Tabeli nr 2:

| Zakres napięcia       | Czas pracy     |
|-----------------------|----------------|
| 0,85 j.w. - 0,90 j.w. | 60 minut       |
| 0,90 j.w. - 1,05 j.w. | nieograniczony |
| 1,05 j.w. – 1,10 j.w. | 60 minut       |

**TABELA 2.**

#### **5. Wymagania częstotliwościowe.**

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

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

5.2. Magazyn energii elektrycznej o mocy maksymalnej 200 kW i powyżej, 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.

5.3. Wymagania dotyczące parametrów częstotliwości.

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

| Zakres            | Czas pracy     |
|-------------------|----------------|
| 47,5 Hz – 48,5 Hz | 30 minut       |
| 48,5 Hz – 49,0 Hz | 30 minut       |
| 49,0 Hz – 51,0 Hz | nieograniczony |
| 51,0 Hz – 51,5 Hz | 30 minut       |

**TABELA 3.**

5. Warunki automatycznego przyłączania magazynów energii elektrycznej o mocy maksymalnej 200 kW i powyżej do sieci.

5.1. 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 mieści 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) – co najmniej 60 s.

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

- 1) częstotliwość napięcia w sieci mieści 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) - co najmniej 60 s.

6. Wymagania dla układów regulacji napięcia i mocy biernej.

6.1. Magazyn energii elektrycznej przyłączony do sieci o napięciu znamionowym 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.

6.2. Właściwy operator systemu, do którego sieci o napięciu poniżej 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.

6.3. 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.

6.4. 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  $\cos \varphi$  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.

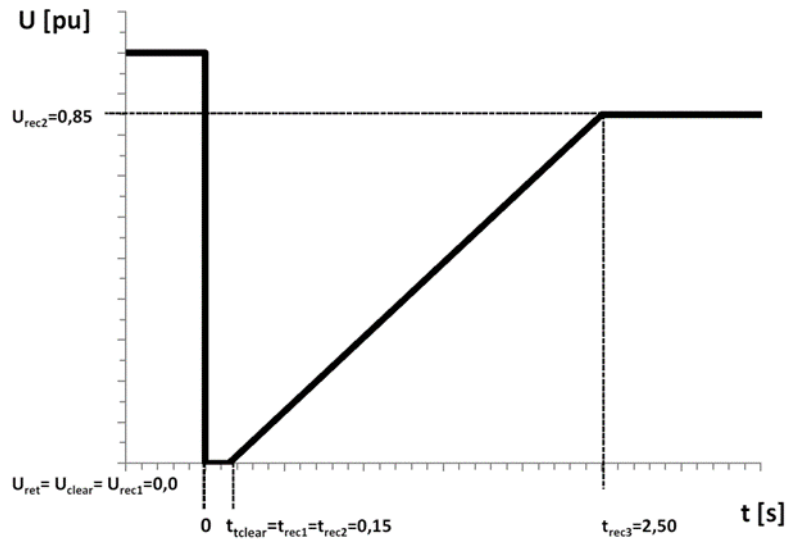
7. Wymagania w zakresie zwarć symetrycznych i niesymetrycznych.

7.1. 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

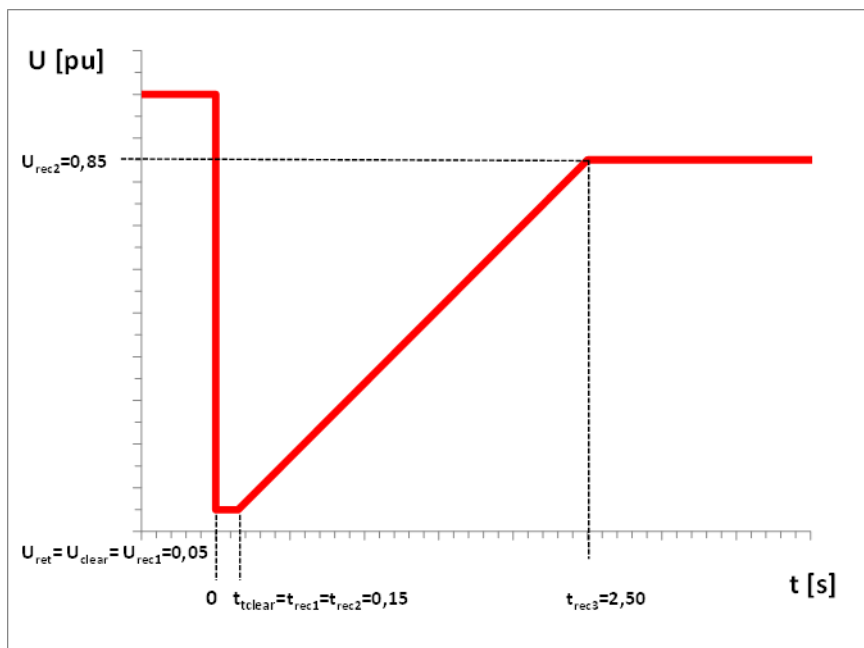
zabezpieczeń muszą uwzględniać wymagania dla pracy magazynu energii elektrycznej w warunkach zakłóceń;

- 2) magazyn energii elektrycznej przyłączony do sieci o napięciu znamionowym 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 [p.u.] |      | Parametry czasu [s] |      |
|---------------------------|------|---------------------|------|
| Uret:                     | 0,00 | tclear:             | 0,15 |
| Uclear:                   | 0,00 | trec1:              | 0,15 |
| Urec1:                    | 0,00 | trec2:              | 0,15 |
| Urec2:                    | 0,85 | trec3:              | 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 [p.u.] |      | 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 PRZEKAZYWANEJ ODBIORCOM KOŃCOWYM O  
STRUKTURZE PALIW I INNYCH NOŚNIKÓW ENERGII PIERWOTNEJ  
ZUŻYWANYCH DO WYTWORZENIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ SPRZEDANEJ  
W POPRZEDNIM ROKU KALENDARZOWYM ORAZ O MIEJSCU, W KTÓRYM  
SĄ DOSTĘPNE INFORMACJE O WPLYWIE WYTWORZENIA TEJ ENERGII  
ELEKTRYCZNEJ NA ŚRODOWISKO.**

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

| Lp.   | Źródło energii                                                                                                                                                | Udział procentowy [%] |
|-------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|
| 1     | Odnawialne źródła energii, w tym:<br>bio<br>biogaz<br>geotermia<br>energetyka wiatrowa<br>energia słoneczna<br>duża energetyka wodna<br>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 wytworzenia energii elektrycznej, o której mowa w pkt 1.

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

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

Za zgodność pod względem prawnym, legislacyjnym i redakcyjnym

Piotr Kudelski

Zastępca Dyrektora Departamentu Prawnego

Ministerstwo Klimatu i Środowiska

(-podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym)