

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI

z dnia 4 maja 2007 r.

w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego

(Dz. U. z dnia 29 maja 2007 r., poz. 623 ze zm.)

Na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci;
- 2) warunki przyłączenia do sieci, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich;
- 3) sposób prowadzenia obrotu energią elektryczną;
- 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 2020 r. poz. 264 i 284) i charakterystykach technicznych efektywnych energetycznie urządzeń.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) farma wiatrowa - jednostkę wytwórczą lub zespół tych jednostek wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia;
- 2) jednostka grafikowa - zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej;
- 2a) aktywne uczestnictwo w bilansowaniu systemu - składanie operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego ofert bilansujących oraz świadczenie usług systemowych w granicach i na zasadach określonych w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 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);
- 3) jednostka wytwórcza - wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy, opisany poprzez dane techniczne i handlowe;
- 4) jednostka wytwórcza centralnie dysponowana - jednostkę wytwórczą:
 - a) przyłączoną do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo
 - b) kondensacyjną o mocy osiągalnej równej lub wyższej niż 100 MW przyłączoną do koordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompową przyłączoną do koordynowanej sieci 110 kV, albo
 - c) przyłączoną do koordynowanej sieci 110 kV inną niż określona w lit. b, którą operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ta jednostka wytwórcza jest przyłączona;
- 5) jednostka wytwórcza centralnie koordynowana - jednostkę wytwórczą o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączoną do koordynowanej sieci 110 kV, niebędącą jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną;
- 6) (uchylony);
- 7) miejsce dostarczania energii elektrycznej - punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony 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, będący jednocześnie miejscem jej odbioru;
- 8) miejsce przyłączenia - punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią;
- 9) 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;
- 10) 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 średniogodzinnych 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;
- 10a) moduł parku energii - moduł parku energii w rozumieniu art. 2 pkt 17 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, str. 1, z późn. zm.);
- 11) (uchylony);
- 12) oferta bilansująca - ofertę produkcyjno-cenową dostawy lub odbioru energii elektrycznej zawierającą dane handlowe i techniczne, składaną dla jednostki graficznej w ramach centralnego mechanizmu bilansowania handlowego;
- 12a) okres rozliczania niezbilansowania - okres rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania;
- 13) operator - operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego;
- 14) (uchylony);
- 15) 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;
- 16) rezerwa mocy - możliwą do wykorzystania w danym okresie zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci;
- 17) (uchylony);
- 17a) rynkowa cena energii elektrycznej - cenę wyznaczaną dla każdej godziny doby jako ważona wolumenem transakcji średnia z cen energii elektrycznej określonych w systemie kursu jednolitego:
- a) w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego, o którym mowa w art. 38-50 rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.), oraz
 - b) na rynkach dnia następnego prowadzonych przez giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312), na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany;
- 18) 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;
- 19) standardowy profil zużycia energii elektrycznej - zbiór danych o przeciętnym zużyciu energii elektrycznej w poszczególnych godzinach doby przez grupę odbiorców końcowych:
- a) nieposiadających urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających rejestrację tych danych,
 - b) o zbliżonej charakterystyce poboru energii elektrycznej zlokalizowanych na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego
- opracowywany lub obliczany przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i wykorzystywany w bilansowaniu miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 40 kW, stanowiący załącznik do instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne;
- 20) swobodne bilansowanie - bilansowanie systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem dostępnych w danym okresie zakresów mocy określonych w ofertach bilansujących o najniższych cenach; za dostępny zakres mocy uznaje się możliwy do wykorzystania w aktualnych warunkach pracy sieci zakres mocy dyspozycyjnej jednostki wytwórczej lub innych zasobów reprezentowanych w jednostce graficznej aktywnie uczestniczącej w bilansowaniu systemu;

- 21) system pomiarowo-rozliczeniowy - teleinformatyczny system pozyskiwania, przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych;
- 22) układ pomiarowo-rozliczeniowy - liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, w szczególności: liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię;
- 23) 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;
- 24) ustawa - ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne;
- 25) 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;
- 26) wyłączenie awaryjne - wyłączenie urządzeń, automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpiecznej pracy urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska;
- 27) wytwórca - przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem 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 i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV;
- 2) grupa II - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV;
- 3) grupa III - podmioty, których urządzenia, instalacje i 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 i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A;
- 5) grupa V - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A;
- 6) grupa VI - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.

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

§ 4. Z wyjątkiem przypadków, o których mowa w art. 7 ust. 8d⁴-8d⁷ ustawy, przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci, zwanych dalej "warunkami przyłączenia".

§ 5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci jednostek wytwórczych, urządzeń odbiorców końcowych, linii bezpośrednich lub połączeń z siecią sieci dystrybucyjnych elektroenergetycznych lub połączeń międzysystemowych 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, art. 60 i art. 61 rozporządzenia 2019/943, w tym metody, warunki, wymogi i zasady dotyczące wymagań technicznych w zakresie przyłączania do sieci jednostek wytwórczych, urządzeń odbiorców końcowych, linii bezpośrednich lub połączeń z siecią sieci dystrybucyjnych elektroenergetycznych lub połączeń między systemowych, ustanowione na podstawie rozporządzeń Komisji Europejskiej wydanych na podstawie art. 59, art. 60 i art. 61 rozporządzenia 2019/943 oraz załącznik nr 1 do rozporządzenia.

§ 6.

1. Z wyjątkiem przypadków, o których mowa w art. 7 ust. 8d⁴-8d⁷ 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. Wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia ustala oraz udostępnia przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej; we wzorze wniosku o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej podmiotu zaliczanego do I lub II grupy przyłączeniowej powinien być określony co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.
3. Przepisy ust. 1 i 2 stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia, przez podmiot przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu.
4. Wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia dla wytwórcy zawiera pouczenie o zasadach i terminie wniesienia zaliczki, o której mowa w art. 7 ust. 8a ustawy.

§ 7.

1. Wniosek o określenie warunków przyłączenia powinien zawierać:
 - 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 powinien zawierać 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 jednostek wytwórczych oraz mocy maksymalnej, o której mowa w art. 2 pkt 16 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci,
 - c) zakresu dopuszczalnych zmian obciążeń jednostek wytwórczych lub ich grup,
 - d) liczbę przyłączanych jednostek wytwórczych;
 - 2) wielkość planowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w celu pokrycia potrzeb własnych wytwórcy;
 - 3) stopień skompensowania mocy biernej;

- a) związanej z odbiorem energii elektrycznej czynnej na potrzeby własne wytwórcy oraz
 - b) związanej z wprowadzaniem wyprodukowanej energii elektrycznej do sieci.
3. Wniosek o określenie warunków przyłączenia farm wiatrowych powinien zawierać dane i informacje, o których mowa w ust. 1 i 2, oraz określać:
- 1) liczbę jednostek wytwórczych farmy wiatrowej;
 - 2) typy generatorów;
 - 3) przewidywane wartości parametrów elektrycznych sieci i transformatorów wchodzących w skład instalacji i urządzeń farmy wiatrowej.
4. 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.
5. Do wniosku o określenie warunków przyłączenia, oprócz dokumentów wymienionych w art. 7 ust. 8d ustawy, o ile są wymagane, należy dołączyć:
- 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;
 - 4) (uchylony).
6. (uchylony).
7. Przepisy ust. 2 stosuje się odpowiednio do posiadaczy magazynów energii elektrycznej.

§ 7a.

1. Jeżeli wniosek, o którym mowa w § 6 ust. 1, jest niezgodny z wzorem, o którym mowa w § 6 ust. 2, nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku w § 7 ust. 1-5 lub wymagań określonych w art. 7 ust. 8d i 8d¹ 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.

§ 8.

1. Warunki przyłączenia określają w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia;
 - 1a) nieruchomość, obiekt lub lokal, do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których ma być odbierana;
 - 1b) miejsce rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączanego;
- 2) miejsce dostarczania energii elektrycznej;
- 3) moc przyłączeniową;
- 4) rodzaj przyłącza;
- 5) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem;
- 6) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne graniczne parametry ich pracy;
- 7) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej;

- 8) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego;
 - 9) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i systemu pomiarowo-rozliczeniowego;
 - 10) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej;
 - 11) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia wartości prądów:
 - a) zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - b) zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączenia lub trwania;
 - 12) wymagany stopień skompensowania mocy biernej;
 - 13) 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;
 - 14) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych;
 - 15) dane i informacje dotyczące sieci niezbędne w celu doboru systemu ochrony przed porażeniami w instalacji lub sieci podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane.
- 1a. 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.
2. Warunki przyłączenia wytwórcy lub posiadacza magazynu energii elektrycznej jako odbiorcy mocy i energii czynnej na potrzeby własne powinny określać: wymagania, dane i informacje, o których mowa w ust. 1, 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.
3. Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej oraz zakres i warunki wykonania ekspertyzy, o której mowa w art. 7 ust. 8e ustawy, wymagają uzgodnienia 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.
- 3a. 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 uzgadnia 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.
4. 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.
5. Operatorzy dokonują uzgodnień, o których mowa w ust. 3 i 4, w terminie nieprzekraczającym 60 dni od dnia złożenia dokumentacji dotyczącej warunków przyłączenia albo warunków połączenia sieci.
6. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.
7. (uchylony).

§ 9. (uchylony).

§ 10.

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.
- 1a. Warunki połączenia, o których mowa w ust. 1 pkt 2, określa się, jeżeli dotyczą wyłącznie pracy w układach wydzielonych, poprzez wyodrębnienie jednostek wytwórczych lub obszarów sieci dystrybucyjnej.
2. Warunki połączenia sieci pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej niebędącymi operatorami określa umowa; warunki te wymagają uzgodnienia z operatorem lub operatorami prowadzącymi ruch tych sieci.
3. Uzgodnienia, o których mowa w ust. 1 i 2, są dokonywane w terminie nieprzekraczającym 60 dni od dnia złożenia dokumentów dotyczących połączenia sieci, określonych w umowie.

Rozdział 3

Sposób prowadzenia obrotu energią elektryczną

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

§ 12. W przypadku zmiany sprzedawcy przez odbiorcę końcowego:

- 1) nowy sprzedawca informuje poprzedniego sprzedawcę i przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej o dniu rozpoczęcia przez niego sprzedaży energii elektrycznej oraz wskazuje miejsce przekazywania danych pomiarowych, nie później niż przed dniem rozpoczęcia sprzedaży tej energii;
- 2) zmiana tego sprzedawcy następuje w ostatnim dniu okresu rozliczeniowego lub w każdy inny dzień określony w umowie sprzedaży energii elektrycznej, w którym dokonany zostanie odczyt układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz nastąpi rozpoczęcie dostarczania energii elektrycznej przez nowego sprzedawcę.

Rozdział 4

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

§ 13.

1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej świadczy usługi przesyłania lub dystrybucji tej energii na warunkach określonych w koncesji, w taryfie, w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie kompleksowej oraz w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy.
2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej zawiera z odbiorcą przyłączonym do jego sieci umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej przed rozwiązaniem umowy kompleksowej.
3. Usługa przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymaniu:
 - 1) ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz niezawodności jej dostarczania;
 - 2) parametrów jakościowych energii elektrycznej.
4. Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej:

- 1) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi, o których mowa w § 38, i na warunkach określonych w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej;
- 2) instaluje, na własny koszt, układ pomiarowo-rozliczeniowy w miejscu przygotowanym przez odbiorcę oraz system pomiarowo-rozliczeniowy, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem wytwórców;
- 3) powiadamia odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie, o której mowa w § 42 pkt 4;
- 4) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej;
- 5) przekazuje odbiorcy, wytwórcy energii elektrycznej, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, sprzedawcy, podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe, 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), a także innym podmiotom upoważnionym przez odbiorcę, 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 Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania;
- 6) umożliwia 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.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługę dystrybucji energii elektrycznej:

- 1) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom ich standardowe profile zużycia energii elektrycznej;
- 2) opracowuje i wdraża procedury zmiany sprzedawcy.

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

§ 13a. W ramach publikowania informacji o 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 operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego udostępnia, na swoich stronach internetowych, użytkownikom sieci oraz operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system przesyłowy jest połączony, informacje, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 12 ustawy, oraz:

- 1) instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, wraz z jej zmianami;
- 2) warunki dotyczące bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania;
- 3) obowiązującą taryfę;
- 4) wzorce umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej;
- 5) wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci przesyłowej;
- 6) prognozy wielkości zdolności przesyłowych w obrocie transgranicznym;
- 7) zdolności przesyłowe w obrocie transgranicznym oferowane przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, a także planowane oraz zrealizowane przepływy mocy w obrocie transgranicznym;
- 8) informacje o planowanych remontach i odtawieniach jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych oraz powykonawczo o ubytkach mocy tych jednostek;
- 9) informacje o ofertach bilansujących składanych w odniesieniu do jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt 8, oraz innych jednostek grafikowych aktywnie uczestniczących w bilansowaniu systemu, z podziałem na technologie; informacje publikuje się w podziale na technologie wytwarzania energii oraz w sposób zanonimizowany.

§ 14. Sprzedawca, wytwórca, posiadacz magazynu energii elektrycznej lub podmiot przez nich upoważniony, zawierając umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, wskazują w tej umowie podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe. W przypadku odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej podmiot odpowiedzialny za bilansowanie wskazuje sprzedawca wybrany przez tego odbiorcę, z którym odbiorca ten zawarł umowę sprzedaży albo umowę kompleksową.

§ 15.

1. Określone w umowie, o której mowa w art. 5 ust. 2 pkt 2 ustawy, postanowienia dotyczące ilości przesyłanej energii elektrycznej powinny uwzględniać:

- 1) sposób określania i rozliczania niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu:
 - a) na podstawie informacji o nabytej lub sprzedanej energii elektrycznej, przedstawiających zbiór danych określający ilości energii elektrycznej - oddzielnie dla poszczególnych okresów rozliczeniowych albo
 - b) według standardowego profilu zużycia energii elektrycznej oraz rzeczywiście 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 § 13 ust. 3,
 - b) pomiędzy operatorem 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 § 13 ust. 3,
 - c) pomiędzy operatorem systemu przesyłowego a operatorem systemu dystrybucyjnego - warunki świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej dla odbiorców znajdujących się na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w zakresie, o którym mowa w § 13 ust. 3,
 - d) pomiędzy operatorem a wytwórcą - zasady korzystania, w zakresie niezbędnym, przez operatora z sieci, instalacji i urządzeń należących do wytwórcy oraz miejsca rozgraniczania własności tych urządzeń.

2. Rozliczanie niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu prowadzi się dla odbiorców zaliczanych do grupy przyłączeniowej:

- 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;
 - 3) V - gdy odbiorca posiada urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych z wykorzystaniem układów do transmisji danych, zgodnym z systemem akwizycji i przetwarzania danych stosowanym przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony odbiorca, lub innego sposobu przekazywania danych pomiarowych, w tym okresowych odczytów, określonego w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej - na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. a;
 - 4) VI - na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. a, z wyjątkiem odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, nieposiadających urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających rejestrację danych, którzy są rozliczani na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. b.
3. Przepisy ust. 1 i 2 dotyczące wytwórców stosuje się do posiadaczy magazynów energii elektrycznej.
- § 16.** Ruch sieciowy i eksploatacja sieci powinny odbywać się zgodnie z instrukcją, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, opracowaną i udostępnianą przez właściwego operatora.

§ 17.

1. Plany remontów lub wyłączenia z ruchu urządzeń, instalacji w zakresie, w jakim mają wpływ na ruch i eksploatację sieci, do której są przyłączone, wymagają zgłoszenia zgodnie z zasadami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, do:

- 1) operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, jeśli urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci przesyłowej lub sieci koordynowanej sieci 110 kV;
- 2) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, jeśli urządzenia lub instalacje są przyłączone do jego sieci dystrybucyjnej.

2. W przypadku wystąpienia kolizji między zgłoszonym terminem remontu urządzenia, wyłączenia instalacji lub sieci a ograniczeniami wynikającymi z planowanych w tym okresie warunków pracy sieci, operator pisemnie informuje zgłaszającego o tej kolizji.
3. Jeżeli remont lub wyłączenie, o których mowa w ust. 1, prowadziłoby do zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej w związku z wystąpieniem kolizji z ograniczeniami wynikającymi z planowanych warunków pracy sieci, podmiot dysponujący przyłączonym urządzeniem, instalacją lub siecią:
 - 1) przesuwając termin tego remontu lub wyłączenia - w przypadku wystąpienia kolizji remontu lub wyłączenia z ograniczeniami wynikającymi z planowanych w tym okresie warunków pracy sieci, o których właściwy operator poinformował na swojej stronie internetowej co najmniej 3 miesiące przed zgłoszoną datą tego remontu lub wyłączenia;
 - 2) uzgadnia z właściwym operatorem termin tego remontu lub wyłączenia umożliwiając bezpieczną realizację zgłoszenia - w przypadku innym niż określony w pkt 1.
4. Operator systemu elektroenergetycznego publikuje na swoich stronach internetowych i na bieżąco aktualizuje wykaz ograniczeń dotyczących pracy urządzeń lub instalacji w związku z planowanymi warunkami pracy sieci. Informacje te powinny obejmować okres zgodny z trybem planowania pracy sieci określonym w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 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 Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, 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) i rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania 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 zrównoważenie zapotrzebowania na energię elektryczną i jej wytwarzanie, ograniczenia sieciowe dostarczania energii elektrycznej, parametry techniczne jednostek wytwórczych oraz złożone oferty bilansujące.
2. Oferty bilansujące przekazywane operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego przez wytwórców posiadających jednostki wytwórcze centralnie dysponowane dotyczą każdego okresu rozliczania niezbilansowania dla kolejnej doby.
3. Składający ofertę bilansującą może zaktualizować ją co najmniej do czasu zamknięcia bramki dla rynku dnia bieżącego, o którym mowa w art. 59 rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może nałożyć ograniczenia w zakresie aktualizacji ofert bilansujących zgodnie z art. 24 ust. 6 lub ust. 7 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania.

4. Składający ofertę bilansującą, w zakresie dotyczącym dostawy energii elektrycznej, określa, z uwzględnieniem zasad składania ofert określonych w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania, ceny ofertowe odpowiadające jednostkowym kosztom zmiennym wytwarzania energii elektrycznej, jednak na poziomie nie wyższym niż maksymalna cena ofertowa, zwana dalej "MaxCO".

5. MaxCO dla danej jednostki graficznej aktywnie uczestniczącej w bilansowaniu systemu w danej dobie jest równa cenie wymuszonej dostawy energii elektrycznej wyznaczanej zgodnie z § 21a dla tej jednostki w danej dobie, przy czym:

1) w przypadku jednostki wytwórczej wykorzystującej jako paliwo podstawowe węgiel kamienny, węgiel brunatny albo gaz ziemny MaxCO wyznacza się z zastosowaniem współczynnika przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną, o którym mowa w § 21a ust. 1 pkt 3, ustalonego dla przedziału mocy tej jednostki, dla którego współczynnik ten ma najwyższą wartość;

2) w przypadku jednostki wytwórczej wykorzystującej jako paliwo podstawowe węgiel kamienny za koszt paliwa podstawowego przyjmuje się wartość większą z:

a) kosztu paliwa podstawowego wyznaczonego jako pomnożona przez 1,05 suma:

– ostatniej ceny kontraktu forward cif ARA (Rotterdam) API2 na kolejny miesiąc kalendarzowy (m+1), wyrażonej w PLN/GJ, opublikowanej w drugiej dobie poprzedzającej dobę, której dotyczy oferta bilansująca, pomnożonej przez 0,4 oraz

– wartości ostatniej średniej ceny węgla kamiennego z krajowego wydobywania, wyrażonej w PLN/GJ, opublikowanej przez Agencję Rozwoju Przemysłu S.A. w indeksie PSCMI1, dostępnej w drugiej dobie poprzedzającej dobę, której dotyczy oferta bilansująca, pomnożonej przez 0,6,

b) kosztu paliwa podstawowego, który wytwórca podał zgodnie z § 21a ust. 10, przyjętego dla doby, której dotyczy oferta bilansująca;

3) w przypadku jednostki wytwórczej wykorzystującej jako paliwo podstawowe węgiel kamienny mnożnik kosztu paliwa podstawowego, o którym mowa w § 21a ust. 1 pkt 1, wynosi 1,1;

4) w przypadku jednostki wytwórczej wykorzystującej jako paliwo podstawowe gaz ziemny koszt zmienny paliwa gazowego, o którym mowa w § 21a ust. 3 pkt 1 lit. a, wyznacza się z uwzględnieniem ostatniej ceny rynku dnia następnego na giełdzie towarowej, na której jest wykonywany obowiązek określony w art. 49b ust. 1 ustawy, opublikowanej w drugiej dobie poprzedzającej dobę, której dotyczy oferta bilansująca, pomnożonej przez 1,05;

5) wartość rynkową uprawnień do emisji, o której mowa w § 21a ust. 1 pkt 2, wyznacza się z uwzględnieniem zasad określonych w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania, dla drugiej doby poprzedzającej dobę, której dotyczy oferta bilansująca, pomnożonej przez 1,05;

6) w przypadku magazynu energii elektrycznej lub elektrowni szczytowo-pompowej przyjmuje się, że występują przypadki, o których mowa w § 21a ust. 7 pkt 2 lit. a oraz pkt 5 lit. a.

6. W przypadku gdy którakolwiek cena ofertowa w ofercie bilansującej jest wyższa niż MaxCO, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego koryguje tę ofertę bilansującą w zakresie obniżenia cen ofertowych do poziomu, w którym:

1) żadna z cen ofertowych nie przekracza MaxCO;

2) ceny ofertowe są rosnące w kolejnych przedziałach mocy oferty bilansującej.

§ 20.

1. Rozliczenia wynikające z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu prowadzi operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

2. Dla prowadzenia rozliczeń, o których mowa w ust. 1, miejscem dostarczenia energii elektrycznej może być fizyczny punkt przyłączenia wyposażony w układ pomiarowo-rozliczeniowy lub suma tych punktów.

3. Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu, dla każdego miejsca jej dostarczania, dokonuje jeden podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe.

4. Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe przekazuje operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego informacje o umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz ilości energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z tego systemu.

§ 21.

1. Rozliczenia wynikające z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu prowadzi się na podstawie:

- 1) przekazanych informacji o ilości energii elektrycznej wynikającej z zawartych umów sprzedaży energii elektrycznej;
- 2) zmierzonych ilości energii elektrycznej rzeczywiście wytworzonej lub pobranej z sieci;
- 3) ilości energii elektrycznej wynikających z poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego dotyczących wykorzystania ofert bilansujących.

1a. (uchylony).

2. W rozliczeniach wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu cenę za tę energię ustala się jako:

- 1) sumę ceny swobodnego bilansowania i składnika bilansującego - w przypadku energii elektrycznej pobranej z systemu przesyłowego elektroenergetycznego;
- 2) różnicę między ceną swobodnego bilansowania a składnikiem bilansującym - w przypadku energii elektrycznej dostarczonej do systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

3. Cenę swobodnego bilansowania, o której mowa w ust. 2, określa się jako cenę krańcową wyznaczoną dla każdego okresu rozliczania niezbilansowania na podstawie ofert bilansujących dla swobodnego bilansowania.

4. Wartość składnika bilansującego, o którym mowa w ust. 2, określa się na podstawie różnicy pomiędzy średnią ceną energii elektrycznej na rynku energii elektrycznej, z wyłączeniem centralnego mechanizmu bilansowania handlowego, oraz średnią ceną swobodnego bilansowania, przyjmując, że wartość tego składnika może być:

- 1) większa od zera, jeżeli dla zapewnienia warunków konkurencji na rynku energii elektrycznej lub bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego jest wymagane tworzenie zachęt ekonomicznych, dla podmiotów uczestniczących w rynku energii elektrycznej, do bilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu w ramach umów sprzedaży energii elektrycznej zawieranych przez te podmioty;
- 2) równa zero, jeżeli nie występuje potrzeba tworzenia zachęt ekonomicznych, o których mowa w pkt 1.

5. W zakresie jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu dokonuje się na podstawie cen swobodnego bilansowania.

5a. W rozliczeniach, o których mowa w ust. 5, nie uwzględnia się ilości energii elektrycznej dostarczonej oraz pobranej przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane:

- 1) gdy praca tych jednostek odbywa się bez polecenia operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego; do rozliczenia tej energii stosuje się ceny ustalone w sposób określony w ust. 2;
- 2) w przypadku, o którym mowa w ust. 6.

6. W przypadku, gdy praca jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej odbywa się na polecenie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego ze względów innych niż swobodne bilansowanie, rozliczeń wynikających z pracy tej jednostki w następstwie wykonania tego polecenia dokonuje się na podstawie:

- 1) cen wymuszonej dostawy energii elektrycznej, zwanych dalej "CWD",
- 2) cen wymuszonego odbioru energii elektrycznej, zwanych dalej "CWO",
- 3) cen uruchomienia, zwanych dalej "CU"

- ustalonych zgodnie z § 21a w umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej.

6a. W rozliczeniach z tytułu energii elektrycznej dostarczonej do systemu w celu usunięcia ograniczeń, o których mowa w § 24 ust. 5, jako cenę za tę energię stosuje się niższą z cen:

- 1) cenę średnią z CWD i CWO pomniejszoną o koszt, o którym mowa w § 21a ust. 1 pkt 2;
- 2) cenę swobodnego bilansowania.

6b. W przypadku energii elektrycznej odebranej z systemu przez magazyn energii elektrycznej w celu usunięcia ograniczeń, o których mowa w § 24 ust. 5, jako cenę za tę energię stosuje się wyższą z cen, o których mowa w ust. 6a pkt 1 i 2.

6c. Rozliczenia, które są dokonywane na podstawie CWD i CWO, dotyczące jednostki wytwórczej, o której mowa w § 21a ust. 3 pkt 3, są korygowane przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego z uwzględnieniem zasad określonych w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania, przez uwzględnienie kosztu zużytego paliwa podstawowego, wyznaczonego zgodnie z § 21a ust. 1 pkt 1, wykonanego w miesiącu kalendarzowym, którego dotyczą korygowane rozliczenia.

7. (uchylony).

8. (uchylony).

9. (uchylony).

10. (uchylony).

11. (uchylony).

§ 21a.

1. CWD dla jednostki wytwórczej wyznacza się na podstawie:

- 1) kosztu paliwa podstawowego wyznaczonego zgodnie z ust. 3, pomnożonego przez 1,05;
- 2) jednostkowego kosztu uprawnień do emisji dwutlenku węgla wyznaczonego 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 2020 r. poz. 136 i 284) oraz kosztów zmiennych zakupu tych uprawnień przez pośredników;
- 3) współczynnika przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną, wyznaczonego na podstawie potwierdzonej niezależną ekspertyzą charakterystyki zużycia energii chemicznej w paliwie w funkcji generowanej mocy elektrycznej, ustalonego dla co najmniej jednego i co najwyżej dziesięciu przedziałów mocy, przy czym:
 - a) dla jednostki wytwórczej opalanej paliwem gazowym współczynnik ten może być korygowany w związku ze zmianą temperatury otoczenia,
 - b) ustalone przedziały mocy nie mogą wykraczać poza zakres parametrów technicznych jednostki wytwórczej;
- 4) jednostkowego wskaźnika emisyjności paliwa podstawowego w zakresie dwutlenku węgla;
- 5) wysokości wsparcia, o którym mowa w ust. 6;
- 6) pozostałych kosztów zmiennych wytwarzania pomnożonych przez 1,05.

2. CWD ma wartość nie mniejszą niż zero.

3. Koszt, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, wyznacza się na podstawie:

- 1) w przypadku jednostki wytwórczej wykorzystującej 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) uśrednionego kosztu zamówienia mocy umownej dla dostaw paliwa gazowego, obliczonego jako opłata roczna za moc zamówioną, wynikająca z taryfy operatora systemu gazowego odniesiona do ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w roku gazowym, który zakończył się w poprzednim roku kalendarzowym,
 - c) środków na pokrycie kosztów wynikających z niezbilansowania w systemie gazowym oraz niezgodności ilości pobranego paliwa gazowego z ilością wynikającą z nominacji złożonej operatorowi systemu gazowego, wynoszących 10% kosztu paliwa wyznaczonego zgodnie z lit. a;
- 2) w przypadku jednostki wytwórczej cieplnej wykorzystującej jako paliwo podstawowe węgiel brunatny - jednostkowego zmiennego kosztu wytworzenia paliwa oraz jednostkowego kosztu transportu paliwa, wynikających z ksiąg rachunkowych wytwórcy;
- 3) w przypadku jednostki wytwórczej innej niż wymieniona w pkt 1 i 2 - średniego jednostkowego kosztu zużytego paliwa oraz średniego jednostkowego kosztu transportu i składowania tego paliwa.

4. Koszty, o których mowa w ust. 1 pkt 6, 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.
5. CWO wyznacza się na podstawie kosztów określonych w ust. 1, przy czym:
 - 1) w przypadku jednostki wytwórczej opalanej gazem ziemnym nie uwzględnia się składnika, o którym mowa w ust. 3 pkt 1 lit. b;
 - 2) koszty, o których mowa w ust. 1 pkt 1 i 6, mnoży się przez 0,95.
6. Wysokość wsparcia:
 - 1) dla jednostki wytwórczej stanowiącej instalację odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568, 695, 1086 i 1503) wyznacza się jako:
 - a) kwotę wynikającą z prawa do pokrycia ujemnego salda w przypadku, gdy w odniesieniu do tej jednostki wytwórczej wytwórcy przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii albo
 - b) kwotę, 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) wartość rynkową praw majątkowych wynikających ze świadectwa pochodzenia w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii w przypadku, gdy w odniesieniu do tej jednostki wytwórczej wytwórcy przysługuje prawo do uzyskania świadectw pochodzenia oraz koszty zmienne ich zakupu lub zbycia przez pośredników;
 - 2) dla jednostki wytwórczej wytwarzającej energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji wyznacza się jako jednostkową wysokość otrzymywanej 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 (Dz. U. z 2020 r. poz. 250 i 843);
 - 3) odejmuje się od kosztów wytwarzania przy wyznaczaniu CWD i CWO.
7. Dla magazynu energii elektrycznej lub elektrowni szczytowo-pompowej:
 - 1) CWD i CWO dla danej doby wyznacza się na podstawie:
 - a) średniej arytmetycznej z 4 najwyższych w danej dobie rynkowych cen energii elektrycznej oraz
 - b) średniej arytmetycznej z 6 najniższych w danej dobie rynkowych cen energii elektrycznej, podzielonej przez współczynnik sprawności magazynu lub elektrowni szczytowo-pompowej wyznaczany na podstawie wielkości energii elektrycznej pobranej z sieci i ponownie wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej w ramach cyklu ładowania magazynu energii elektrycznej lub elektrowni szczytowo-pompowej w poprzednim kwartale, a w przypadku pierwszego kwartału pracy - znamionową wartość współczynnika sprawności magazynu energii elektrycznej lub elektrowni szczytowo-pompowej;
 - 2) CWD i CWO wyznacza się z uwzględnieniem kierunku zmiany stanu naładowania magazynu spowodowanego zmianą wielkości wytwarzania lub odbioru energii elektrycznej na polecenie operatora systemu przesyłowego, o którym mowa w § 21 ust. 6, w danej dobie:
 - a) jako większą z cen wyznaczonych zgodnie z pkt 1 lit. a i b - w przypadku zmniejszenia stanu naładowania magazynu,
 - b) jako mniejszą z cen wyznaczonych zgodnie z pkt 1 lit. a i b - w przypadku innym niż określony w lit. a;
 - 3) CWD jest równe cenie wyznaczonej zgodnie z pkt 1 i 2 zwiększonej o 5% średniej z wartości bezwzględnych rynkowych cen energii elektrycznej z danej doby;
 - 4) CWO jest równe cenie wyznaczonej zgodnie z pkt 1 i 2 zmniejszonej o 5% średniej z wartości bezwzględnych rynkowych cen energii elektrycznej z danej doby;

5) w rozliczeniach wynikających z dostawy albo odbioru energii elektrycznej w następstwie polecenia operatora systemu przesyłowego, o którym mowa w § 21 ust. 6:

- a) jeśli wykonanie polecenia polegało na oddawaniu energii elektrycznej do sieci - CWD i CWO wyznaczone zgodnie z pkt 3 lub pkt 4 stosuje się wprost,
 - b) jeśli wykonanie polecenia polegało na poborze energii elektrycznej w celu ładowania magazynu lub na potrzeby pompowania elektrowni szczytowo-pompowej - CWD i CWO wyznaczone zgodnie z pkt 3 lub pkt 4:
 - mnoży się przez współczynnik sprawności tego magazynu lub elektrowni szczytowo-pompowej,
 - obniża się o uśredniony koszt zamówienia mocy umownej dla dostaw energii elektrycznej, obliczony jako opłata roczna za moc umowną wynikająca z taryfy operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego odniesiona do ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w roku obowiązywania taryfy, który zakończył się w poprzednim roku kalendarzowym;
- 6) ceny wyznaczone zgodnie z pkt 5 uwzględniają ponadto koszty, o których mowa w ust. 4 pkt 1 i 2:
- a) pomnożone przez 1,05 w przypadku CWD dla kierunku wytwarzania energii elektrycznej oraz CWO dla kierunku ładowania energii elektrycznej,
 - b) pomnożone przez 0,95 w przypadku CWO dla kierunku wytwarzania energii elektrycznej oraz CWD dla kierunku ładowania energii elektrycznej.

8. CU wyznacza się dla jednostki wytwórczej cieplnej, uwzględniając różne stany cieplne tej jednostki, na podstawie kosztu pojedynczego uruchomienia tej jednostki obejmującego poniesione od momentu rozpoczęcia uruchomienia jednostki wytwórczej do momentu osiągnięcia mocy minimum technicznego koszty:

- 1) paliwa podstawowego, wyznaczone zgodnie z ust. 3, z zastrzeżeniem że:
 - a) dla jednostki wytwórczej wykorzystującej 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,
 - b) dla jednostki wytwórczej, o której mowa w ust. 3 pkt 3, koszt paliwa podstawowego, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, wyznacza się na podstawie średniego jednostkowego kosztu zużytego paliwa oraz średniego jednostkowego kosztu transportu i składowania tego paliwa w poprzednim kwartale kalendarzowym,
- 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 jednostki wytwórczej,
- 6) energii elektrycznej pobranej z systemu elektroenergetycznego na pokrycie potrzeb własnych uruchamianej jednostki wytwórczej,
- 7) emisji dwutlenku węgla, wyznaczone zgodnie z ust. 1 pkt 2

- przy czym w ramach kosztu uruchomienia jednostki wytwórczej nie uwzględnia się kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej podczas uruchamiania tej jednostki.

9. Rozliczenia, o których mowa w ust. 8, dotyczą zrealizowanego uruchomienia jednostki wytwórczej, z wyłączeniem wykonanych uruchomień:

- 1) na wniosek wytwórcy;
- 2) po postoju jednostki wytwórczej zgłoszonym przez wytwórcę;
- 3) po awarii jednostki wytwórczej spowodowanej przyczynami innymi niż zakłócenie pracy sieci nienależących do wytwórcy.

10. Wytwórca podaje operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub aktualizuje:

- 1) w ciągu 50 dni od zakończenia każdego kwartału kalendarzowego:
 - a) koszty określone w ust. 3 pkt 2,
 - b) koszty określone w ust. 4 pkt 1 i 2,
 - c) koszty określone w ust. 8

- na podstawie wykonania kosztów kwalifikowanych za poprzedni kwartał kalendarzowy;
- 1a) w ciągu 20 dni od zakończenia każdego miesiąca kalendarzowego - koszty określone w ust. 3 pkt 3, na podstawie wykonania tych kosztów w poprzednim miesiącu kalendarzowym;
- 2) w ciągu kwartału od zakończenia każdego roku:
 - a) wielkości określone w ust. 1 pkt 3,
 - b) wysokość wsparcia określoną w ust. 1 pkt 5
- na podstawie wykonania za poprzedni rok;
- 3) niezwłocznie w przypadku zmiany:
 - a) wielkości określonej w ust. 1 pkt 3 i 4,
 - b) decyzji lub postanowienia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie przysługującego wsparcia, o którym mowa w ust. 1 pkt 5;
- 4) przed zawarciem umowy o świadczenie usług przesyłania w zakresie, w jakim umożliwia ona aktywne uczestnictwo w bilansowaniu systemu lub umowy dotyczącej świadczenia usług systemowych oraz w ciągu miesiąca 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.
- 11. Posiadacz magazynu energii elektrycznej lub elektrowni szczytowo-pompowej podaje operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego:
 - 1) współczynnik sprawności cyklu ładowania magazynu energii elektrycznej lub elektrowni szczytowo-pompowej:
 - a) przed zawarciem umowy o świadczenie usług przesyłania w zakresie, w jakim umożliwia ona aktywne uczestnictwo w bilansowaniu systemu,
 - b) przed zawarciem umowy dotyczącej świadczenia usług systemowych,
 - c) w ciągu 50 dni od zakończenia każdego kwartału kalendarzowego oraz
 - d) niezwłocznie w przypadku każdej zmiany;
 - 2) wysokość opłaty za usługi przesyłania lub dystrybucji, której wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej z sieci - niezwłocznie w przypadku każdej zmiany;
 - 3) koszty, o których mowa w ust. 4 - w ciągu 50 dni od zakończenia każdego kwartału kalendarzowego.
- 12. Dla jednostki graficznej aktywnie uczestniczącej w bilansowaniu systemu reprezentującej więcej niż jedną jednostkę wytwórczą lub magazyn energii elektrycznej:
 - 1) CWD wyznacza się jako najniższą, a CWO jako najwyższą z cen wyznaczonych zgodnie z przepisami ust. 1-7 i 9-11 dla każdej z jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej reprezentowanych w tej jednostce graficznej;
 - 2) nie wyznacza się CU.

§ 22.

1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego:
 - 1) umożliwia, na zasadzie równoprawnego traktowania, tworzenie jednostek graficznych reprezentujących zasoby danego rodzaju, w tym jednostki wytwórcze lub grupy jednostek wytwórczych, a także moduły parków energii lub grupy tych modułów;
 - 2) prowadzi rozliczanie niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu dla wszystkich zasobów reprezentowanych w jednostkach graficznych.
2. Jednostka graficzna aktywnie uczestnicząca w bilansowaniu systemu może składać się z dowolnej liczby zasobów danego rodzaju, zgodnie z zasadami określonymi w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania, przy czym:

- 1) w jednostce grafikowej mogą być reprezentowane:
 - a) jednostka wytwórcza lub magazyn energii elektrycznej o mocy elektrycznej osiągalnej co najmniej 1 MW,
 - b) grupa jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy elektrycznej osiągalnej co najmniej 1 MW,
 - c) moduł parku energii o mocy elektrycznej zainstalowanej co najmniej 1 MW,
 - d) grupa modułów parku energii o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej co najmniej 1 MW albo
 - e) grupa urządzeń lub instalacji odbiorczych lub instalacja odbiorcza o łącznej mocy przyłączeniowej co najmniej 1 MW posiadająca zdolność do zmiany poboru energii elektrycznej w odpowiedzi na polecenia operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego;
 - 2) wszystkie zasoby reprezentowane w jednostce grafikowej muszą być przyłączone w ramach jednego węzła sieci przesyłowej, sieci elektroenergetycznej o napięciu 110 kV lub węzła łączącego sieć o napięciu 110 kV z siecią średniego napięcia;
 - 3) aktywne uczestnictwo w bilansowaniu systemu dotyczy wszystkich zasobów reprezentowanych w jednostce grafikowej.
3. Oferty bilansujące składane przez:
- 1) wytwórcę w odniesieniu do jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej - dotyczą całej mocy dyspozycyjnej tej jednostki;
 - 2) posiadacza innego niż określony w pkt 1 zasobu reprezentowanego w jednostce grafikowej aktywnie uczestniczącej w bilansowaniu systemu - dotyczą całości mocy dyspozycyjnej lub części tej mocy na zasadach określonych w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania.
4. W warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może określić zakres, w jakim przepisy § 19 ust. 1 i 2, § 21 ust. 5-6a oraz § 24 ust. 5 i § 34 stosuje się do innych niż jednostki wytwórcze centralnie dysponowane lub jednostki wytwórcze, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy, zasobów reprezentowanych w jednostkach grafikowych aktywnie uczestniczących w bilansowaniu systemu, biorąc pod uwagę możliwości techniczne oraz równoprawne traktowanie tych zasobów.
- § 23.** (uchylony).

§ 23a. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego określa w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania, zasady rozliczeń zgodne z przepisami niniejszego rozdziału.

Rozdział 6

Zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami systemowymi

§ 24.

1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, identyfikując ograniczenia systemowe występujące w sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz 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 minimalnej wymaganej i maksymalnie możliwej generacji w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów i udostępnia te informacje podmiotom, których dotyczą ograniczenia systemowe.

1a. 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 pkt 23 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, przez jednostki rynku mocy w rozumieniu art. 2 pkt 12 tej ustawy, utworzone z jednostek fizycznych w rozumieniu art. 2 pkt 5 tej ustawy, przyłączonych do sieci tego operatora;

- 2) określenie ograniczeń sieciowych na potrzeby aktywnego uczestnictwa w bilansowaniu systemu jednostek grafikowych reprezentujących zasoby przyłączone do sieci tego operatora.
2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego prowadzi planowanie koordynacyjne systemu elektroenergetycznego poprzez opracowywanie, aktualizowanie i udostępnianie:
- 1) planów koordynacyjnych dostępnych zasobów systemu, obejmujących w szczególności:
 - a) prognozowane zapotrzebowanie na moc i energię,
 - b) wymagane rezerwy mocy i prognozowane nadwyżki mocy, a także prognozowaną niedyspozycyjność wynikającą z ograniczeń sieciowych,
 - c) prognozowaną moc dyspozycyjną jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych i innych zasobów reprezentowanych w jednostkach grafikowych aktywnie uczestniczących w bilansowaniu systemu oraz prognozowane wytwarzanie energii w innych jednostkach wytwórczych,
 - 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,
 - b) maksymalne i minimalne zdolności wytwórcze oraz planowaną wielkość wytwarzania w poszczególnych jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych i innych zasobów reprezentowanych w jednostkach grafikowych aktywnie uczestniczących w bilansowaniu systemu- sporządzanych zgodnie ze szczegółowym zakresem i zasadami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy.
- 2a. Użytkownicy systemu przekazują operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego dane niezbędne do opracowania i aktualizacji planów, o których mowa w ust. 2, a także stosowne aktualizacje tych danych, zgodnie z zakresem wymiany danych z operatorami systemów dystrybucyjnych i ze znaczącymi użytkownikami sieci, o którym mowa w art. 40 ust. 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).
3. Zgłoszenia umów sprzedaży dla jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych uwzględniają ograniczenia systemowe dostarczania energii elektrycznej, w tym:
- 1) określone przez wytwórcę ograniczenia wynikające z technicznych parametrów pracy jednostek wytwórczych oraz warunków pracy elektrowni;
 - 2) określone przez operatora systemu przesyłowego, z co najmniej miesięcznym wyprzedzeniem, ograniczenia w zakresie maksymalnych możliwości generacji w poszczególnych węzłach lub grupach węzłów sieciowych, wynikające z warunków technicznych pracy sieci elektroenergetycznej;
 - 3) określone przez operatora systemu przesyłowego, w dobie n-2, ograniczenia w zakresie minimalnych i maksymalnych możliwości generacji w poszczególnych węzłach lub grupach węzłów sieciowych, wynikające z warunków technicznych pracy sieci elektroenergetycznej, przy czym do ograniczeń tych stosuje się wytwórca tylko w takim zakresie, na jaki pozwala sumaryczna ilość energii w zgłoszonych umowach sprzedaży dla jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) dla danego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe;
 - 4) zakres udostępnionej operatorowi systemu przesyłowego rezerwy określony zgodnie z § 27 ust. 1.
4. Programy obciążenia składane dla jednostek wytwórczych centralnie koordynowanych uwzględniają ograniczenia systemowe dostarczania energii elektrycznej, w tym określone przez:
- 1) wytwórcę ograniczenia wynikające z technicznych parametrów pracy jednostek wytwórczych oraz warunków pracy elektrowni;
 - 2) operatora systemu przesyłowego, z co najmniej miesięcznym wyprzedzeniem, ograniczenia w zakresie maksymalnych możliwości generacji w poszczególnych węzłach lub grupach węzłów sieciowych, wynikające z warunków technicznych pracy sieci elektroenergetycznej.
5. Ograniczenia wynikające z technicznych parametrów pracy jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej usuwane są przez wytwórców lub posiadaczy tych magazynów.

1. Operatorzy systemu przesyłowego elektroenergetycznego i systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego podają do publicznej wiadomości informacje o technicznych warunkach pracy tych sieci, zawarte w planach koordynacyjnych, o których mowa w § 24 ust. 2, oraz aktualizują je w okresach odpowiednich dla horyzontu czasowego przyjętego dla danego planu koordynacyjnego.

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

§ 26.

1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego na dwa dni przed dniem dostarczenia energii elektrycznej odbiorcom przyłączonym do jego sieci, nie później jednak niż do godziny 14.30, publikuje informacje o stanie sieci przesyłowej i koordynowanej sieci 110 kV dotyczące:

- 1) prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 2) prognozowanego wytwarzania energii elektrycznej przez poszczególne grupy wytwórców tej energii;
- 3) prognozowanej mocy dyspozycyjnej w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 4) przewidywanej wymiany międzysystemowej;
- 5) planowanych remontów i odstawień jednostek wytwórczych;
- 6) prognozowanych ograniczeń w przesyłaniu energii elektrycznej oraz węzłów, których te ograniczenia dotyczą, wraz ze wskazaniem mocy oraz liczby jednostek wytwórczych niezbędnych do pracy;
- 6a) przewidywanej nadwyżki mocy dostępnej dla operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego;
- 6b) dostępności mocy wynikającej z funkcjonowania rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy;
- 7) (uchylony).

2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego w dniu poprzedzającym dzień dostarczenia energii elektrycznej odbiorcom przyłączonym do jego sieci, nie później niż do godziny 16⁰⁰, podaje do publicznej wiadomości informacje o stanie systemu przesyłowego elektroenergetycznego dotyczące:

- 1) prognozowanego wytwarzania energii elektrycznej przez:
 - a) poszczególne grupy wytwórców,
 - b) jednostki wytwórcze, dla których operator ten przygotowuje plany ich pracy;
- 2) zaktualizowanej prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną;
- 3) wytwórców, których jednostki wytwórcze są planowane do świadczenia usług rezerw mocy;
- 4) prognozowanych cen swobodnego bilansowania w poszczególnych godzinach doby oraz ich prognozowanej wielkości przy wzroście lub spadku zapotrzebowania na energię elektryczną o 5%.

3. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie później niż w okresie dwóch dni następujących po dniu, w którym dostarczono energię elektryczną, podaje do publicznej wiadomości informacje o stanie systemu przesyłowego elektroenergetycznego w dniu dostarczania energii elektrycznej dotyczące:

- 1) zapotrzebowania na energię elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 2) wytwarzania energii elektrycznej przez poszczególne grupy wytwórców tej energii;
- 3) mocy dyspozycyjnej w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 4) wymiany międzysystemowej;
- 5) występujących ograniczeń w przesyłaniu energii elektrycznej oraz węzłów, których te ograniczenia dotyczą, wraz ze wskazaniem mocy oraz liczby jednostek wytwórczych niezbędnych do pracy;
- 6) cen bilansowania systemu;
- 7) cen niebilansowania.

§ 27.

1. Obowiązek, o którym mowa w art. 9c ust. 2 pkt 8 ustawy, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego realizuje, w szczególności dokonując zakupu regulacyjnych usług systemowych, usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej, usług w zakresie uruchomienia jednostek wytwórczych na polecenie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub usług w zakresie generacji wymuszonej względami systemowymi.

2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego zawiera z posiadaczem zasobu lub zasobów świadczących usługę lub usługi umowę dotyczącą regulacyjnych usług systemowych.

3. O planowanym wykorzystaniu usług systemowych operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego informuje na zasadach określonych w umowie dotyczącej świadczenia tych usług, warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania, lub instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy.

4. Dobór jednostek grafikowych do świadczenia regulacyjnych usług systemowych odbywa się na podstawie rankingu cenowego ofert.

§ 28. (uchylony).

§ 28a. 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. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UEL312 z 28.11.2017, str. 54, z późn. zm.).

Rozdział 7

Sposób koordynacji planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego

§ 29.

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.

§ 30.

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, odbiorcy końcowi i posiadacze magazynów energii elektrycznej, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone 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 planów rozwoju przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej 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.

§ 31.

1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem oraz odbiorcy końcowi, których urządzenia, instalacje i 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) jednostek wytwórczych.

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 jednostek wytwórczych oraz postępowania w sytuacjach awaryjnych

§ 32. 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 planów rozwoju, o których mowa w art. 16 ust. 1 ustawy;
- 5) sposobu:
 - a) planowania i dysponowania mocą jednostek wytwórczych 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 jednostek wytwórczych przyłączonych do tej sieci.

§ 33. 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 planów, o których mowa w art. 16 ust. 1 ustawy;
- 3) zakresu i sposobu przekazywania danych o sieci;
- 4) sposobów stosowania układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

§ 34. 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 jednostki wytwórcze 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 jednostek wytwórczych, zgodnie z zakresem wymiany danych z operatorami systemów dystrybucyjnych i ze znaczącymi użytkownikami sieci, o którym mowa w art. 40 ust. 5 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej,
- b) zgłaszania i zmiany zgodnie z § 17 terminów planowych postojów związanych z remontem jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 40 ust. 5 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej, 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 projektów odbudowy tego systemu,
- 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.

§ 35.

1. Operatorzy systemu elektroenergetycznego opracowują i aktualizują:

- 1) plany działania mające zastosowanie w przypadku wystąpienia awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 2) procedury postępowania służb dyspozytorskich w przypadku zagrożenia wystąpienia lub wystąpienia awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu tej awarii.

2. Procedury, o których mowa w ust. 1 pkt 2, powinny określać w szczególności:

- 1) podział kompetencji pomiędzy poszczególnymi służbami dyspozytorskimi;
- 2) rodzaje działań ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach występowania awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym i odbudowy tego systemu lub jego części po wystąpieniu tej awarii;
- 3) sposób zbierania danych technicznych niezbędnych do odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego lub jego części po wystąpieniu awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 4) sposób wprowadzania okresowych ograniczeń dopuszczalnych obciążeń mocą czynną pracujących jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych;
- 5) konieczność załączania, przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, układów do kompensacji mocy biernej i dotrzymywania wartości tg ϕ ;
- 6) sposób zapewnienia dyspozycyjności niezbędnych jednostek wytwórczych niebędących jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi, przyłączonych do sieci 110 kV, stosownie do zidentyfikowanych zagrożeń, o których mowa w ust. 1 pkt 2;
- 7) możliwości techniczne wyłączenia urządzeń należących do odbiorców w celu ograniczenia awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym.

3. Procedury, o których mowa w ust. 1 pkt 2, opracowane przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego podlegają uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Uzgodnieniom podlegają także aktualizacje tych procedur.

4. Procedury postępowania w przypadku wystąpienia zagrożenia lub awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym lub jego części powinni opracować i je aktualizować:

- 1) wytwórcy - w zakresie wynikającym z opracowanych przez operatorów planów zapobiegania i usuwania awarii oraz zapewnienia gotowości swoich urządzeń do udziału w odbudowie systemu elektroenergetycznego;
- 2) odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV;
- 3) odbiorcy niebędący odbiorcami końcowymi, jeżeli uczestniczą w odbudowie krajowego systemu elektroenergetycznego lub jego części, po wystąpieniu awarii w tym systemie.

5. Procedury, o których mowa w ust. 4, uzgadnia się z operatorem:

- 1) systemu przesyłowego elektroenergetycznego - w przypadku wytwórców, których urządzenia są przyłączone do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, i odbiorców, o których mowa w ust. 4 pkt 2;
- 2) systemu przesyłowego i dystrybucyjnego elektroenergetycznego - w przypadku wytwórców, których urządzenia są przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV, i odbiorców, o których mowa w ust. 4 pkt 3, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci koordynowanej 110 kV; uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego dokonuje operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego właściwy dla miejsca przyłączenia do sieci urządzeń lub instalacji danego odbiorcy;
- 3) systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego - w przypadku wytwórców i odbiorców, o których mowa w ust. 4 pkt 3.

6. W przypadku wystąpienia awarii lub zagrożeń, o których mowa w ust. 1, oraz stanu zagrożenia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego operator 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 lub wyłączeń awaryjnych, o których mowa w § 40 ust. 1 i 2.

7. Przepisy ust. 4-6 w zakresie dotyczącym wytwórców stosuje się do posiadaczy magazynów energii elektrycznej.

§ 36.

1. W celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz niezawodnej pracy tego systemu podmioty, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci:

- 1) utrzymują należące do nich sieci i wewnętrzne instalacje zasilające i odbiorcze w należytym stanie technicznym;
- 2) dostosowują swoje instalacje do zmienionych warunków funkcjonowania sieci, o których zostali powiadomieni zgodnie z § 42 pkt 5;
- 3) niezwłocznie informują właściwe przedsiębiorstwo energetyczne o zauważonych wadach lub usterkach w pracy sieci i w układach pomiarowo-rozliczeniowych o powstałych przerwach w dostarczaniu energii elektrycznej lub niewłaściwych jej parametrach.

2. W zakresie automatyki samoczynnego częstotliwościowego odciążania SCO oraz automatyki samoczynnego napięciowego odciążania SNO:

- 1) urządzenia i instalacje odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym powinny mieć zainstalowaną automatykę samoczynnego częstotliwościowego odciążania SCO i automatykę samoczynnego napięciowego odciążania SNO, działające zgodnie z zasadami i standardami określonymi przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy;
- 2) odbiorcy przekazują do właściwego operatora systemu elektroenergetycznego informacje o zainstalowanej automatyce samoczynnego częstotliwościowego odciążania SCO i automatyce samoczynnego napięciowego odciążania SNO;
- 3) operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego w odniesieniu do odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym od 6 kV do 110 kV mogą dokonać kontroli stanu realizacji wymagań dotyczących automatyki samoczynnego częstotliwościowego odciążania SCO i automatyki samoczynnego napięciowego odciążania SNO;
- 4) operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego w odniesieniu do odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym od 6 kV do 110 kV opracowują plany wyłączeń za pomocą automatyki samoczynnego częstotliwościowego odciążania SCO i automatyki samoczynnego napięciowego odciążania SNO. Automatyka samoczynnego częstotliwościowego odciążania SCO i automatyka samoczynnego napięciowego odciążania SNO powinny działać zgodnie z zasadami i standardami określonymi przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy.

Rozdział 9

Zakres i sposób przekazywania informacji odbiorcom przez sprzedawcę

§ 37.

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,
 - b) środkach poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej oraz charakterystykach technicznych efektywnych energetycznie urządzeń- w terminie do dnia 31 marca każdego roku.
2. Informacje, o których mowa w ust. 1, są przekazywane wraz z fakturą za energię elektryczną, w materiałach promocyjnych oraz umieszczane na stronie internetowej sprzedawcy energii elektrycznej.
3. Zakres informacji, o których mowa w:
 - 1) ust. 1 pkt 1 i pkt 2 lit. a, określa załącznik nr 2 do rozporządzenia;
 - 2) ust. 1 pkt 2 lit. b, określa załącznik nr 3 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.

Rozdział 10

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

§ 38.

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 powinna być zawarta w przedziale:
 - a) 50 Hz ± 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 powinno mieścić się w przedziale odchyłań:
 - a) ± 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 P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 0,8;
 - 4) w ciągu każdego tygodnia 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
 - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwej napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale od 0 % do 1 % wartości składowej kolejności zgodnej,
 - b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		rzęd harmonicznej (h)	wartość względna napięcia w procentach
rzęd harmonicznej (h)	wartość względna	rzęd harmonicznej (h)	wartość względna		

	napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)		napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)		składowej podstawowej (u_h)
5	2 %	3	2 %	2	1,5 %
7	2 %	9	1 %	4	1 %
11	1,5 %	15	0,5 %	>4	0,5 %
13	1,5 %	>15	0,5 %		
17	1 %				
19	1 %				
23	0,7 %				
25	0,7 %				
>25	$0,2 + 0,5 \cdot \frac{25}{h}$				

5) współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego THD, uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 3 %;

6) warunkiem utrzymania parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w pkt 1-5 jest pobieranie przez odbiorcę mocy czynnej nie większej od mocy umownej, przy współczynniku $\tan \phi$ nie większym niż 0,4.

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. 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 powinna być zawarta w przedziale:

a) 50 Hz ± 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 powinno mieścić się w przedziale odchyleń ± 10 % napięcia znamionowego;

3) przez 95 % czasu każdego tygodnia wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 1;

4) w ciągu każdego tygodnia 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:

a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale od 0 % do 2 % wartości składowej kolejności zgodnej,

b) dla każdej harmonicznnej napięcia zasilającego powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		rzęd harmonicznnej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)
rzęd harmonicznnej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej	rzęd harmonicznnej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej		

	podstawowej (u_h)		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 %				

5) współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego THD uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 8 %;

6) warunkiem utrzymania parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w pkt 1-5 jest pobieranie przez odbiorcę mocy nie większej od mocy umownej, przy współczynniku $\tan \varphi$ nie większym niż 0,4.

4. 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.

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

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

7. Podmioty przyłączone do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny wprowadzać do tej sieci lub pobierać z tej sieci moc bierną przy współczynniku $\tan \varphi$ mniejszym niż 0,4.

§ 39.

1. Przez współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego THD, o którym mowa w § 38, należy rozumieć współczynnik określający łącznie wyższe harmoniczne napięcia (u_h), obliczany według wzoru:

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (u_h)^2}$$

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 § 38, 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:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

P_{lt} - wskaźnik długookresowego migotania światła,

P_{st} - wskaźnik krótkookresowego migotania światła.

§ 40.

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 momentu 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 momentu 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 § 42 pkt 4, jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

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

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.

6. Przedsiębiorstwo energetyczne dokonuje pomiaru przekroczenia mocy umownej jako maksymalnej wielkości nadwyżek mocy ponad moc umowną rejestrowaną w cyklach godzinowych lub jako maksymalną wielkość nadwyżki mocy ponad moc umowną wyznaczoną w okresie rozliczeniowym, o ile układy pomiarowo-rozliczeniowe nie pozwalają na rejestracje w cyklu godzinowym.

7. Mierzona moc czynna pobierana lub wprowadzana do sieci przez podmiot przyłączony jest określona jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15-minutowych.

§ 41.

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 (8.760 h)

- 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, należy podać 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:

1) wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców

narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,

2) wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców

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

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

4. Dla każdego wskaźnika, o którym mowa w ust. 3, należy podać liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

§ 42. 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 przerwanego z powodu awarii w sieci;

4) powiadamia z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:

a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie - 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;

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, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci określonych w § 38 ust. 1 i 3 lub w umowie, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w § 38 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 § 38 ust. 1 i 3 lub które określono w umowie.

§ 43.

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.
7. W przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania przedsiębiorstwo energetyczne wydaje odbiorcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowo-rozliczeniowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

Rozdział 11

Przepisy przejściowe i końcowe

§ 44. Warunki przyłączenia określone przed dniem wejścia w życie rozporządzenia zachowują ważność przez okres w nich oznaczony.

§ 45. Do dnia 31 grudnia 2008 r. dopuszcza się stosowanie zakresu, warunków i sposobu bilansowania systemu elektroenergetycznego oraz prowadzenia z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej i pobranej z tego systemu, obowiązujących przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

§ 46. Do dnia 31 grudnia 2008 r. dopuszcza się, aby wartość napięcia w sieci niskiego napięcia zasilającego mieściła się w przedziale 230/400 V +6 % / -10 %, a od dnia 1 stycznia 2009 r. 230/400 V +10 % / -10 %.

§ 47. Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 20 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci (Dz. U. z 2005 r. Nr 2, poz. 6).

§ 48. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem § 23, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2008 r.

ZAŁĄCZNIKI

ZAŁĄCZNIK Nr 1

I. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych elektroenergetycznych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich podmiotów zaliczanych do I i II grupy przyłączeniowej

1. Zagadnienia ogólne

1.1. Określa się wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci:

- 1) urządzeń, instalacji i sieci odbiorców energii elektrycznej;
- 2) urządzeń, instalacji i sieci wytwórców energii elektrycznej;
- 3) systemów telekomunikacji i wymiany informacji;
- 4) układów pomiarowych energii elektrycznej;
- 5) systemów pomiarowo-rozliczeniowych;
- 6) układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących.

1.2. Wymagania techniczne obowiązują przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej za pomocą sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym oraz podmioty przyłączone lub występujące z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia do sieci, w zakresie nowobudowanych lub modernizowanych urządzeń, instalacji i sieci.

1.3. Przyłączenie do sieci urządzeń, instalacji i sieci nowych podmiotów lub modernizacja urządzeń, instalacji i sieci podmiotów już przyłączonych nie może powodować przekroczenia dopuszczalnych granicznych parametrów jakościowych energii elektrycznej w węzłach przyłączenia do sieci dla pozostałych podmiotów.

1.4. Wymagania techniczne dotyczące urządzeń, instalacji i sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej, które nie są lub nie będą przyłączone do sieci koordynowanej 110 kV, mogą być zmienione w umowach o przyłączenie do sieci, umowach o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo w umowach kompleksowych. Dokonanie zmiany wymagań technicznych wymaga uzgodnienia z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego właściwym dla miejsca przyłączenia.

1.5. Szczegółowe wymagania techniczne określa operator systemu w instrukcji, opracowanej na podstawie art. 9g ustawy, zwanej dalej "instrukcją".

2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców energii elektrycznej

2.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączane do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia oraz wyposażone w aparaturę zapewniającą likwidację zwarcia, w czasie nieprzekraczającym:

- 1) 120 ms w przypadku zwarcia powstałych w sieci o napięciu znamionowym 220 kV lub 400 kV;
- 2) 150 ms w przypadku zwarcia powstałych w sieci o napięciu znamionowym 110 kV.

2.2. Transformatory przyłączone do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, poprzez które zasilane są urządzenia, instalacje i sieci odbiorców, powinny być:

- 1) wyposażone w regulację zaczepową działającą pod obciążeniem;
- 2) przystosowane do współpracy z nadrzędnymi układami regulacji.

2.3. Sieć o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinna pracować z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym w taki sposób, aby we wszystkich stanach ruchowych współczynnik zwarcia doziemnego, określony

jako stosunek maksymalnej wartości napięcia fazowego podczas zwarcia z ziemią do wartości znamionowej napięcia fazowego w danym punkcie sieci, nie przekraczał poniższych wartości:

1) 1,3 w sieci o napięciu znamionowym 220 kV i 400 kV;

2) 1,4 w sieci o napięciu znamionowym 110 kV.

2.4. Wymagania określone w pkt 2.3 są spełnione, gdy:

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

w sieci o napięciu znamionowym 220 kV i 400 kV,

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

w sieci o napięciu znamionowym 110 kV,

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

X_1 - reaktancję zastępczą dla składowej symetrycznej zgodnej obwodu zwarcia doziemnego,

X_0 i R_0 - odpowiednio reaktancję i rezystancję dla składowej symetrycznej zerowej obwodu zwarcia doziemnego.

2.5. W celu spełnienia wymagań, o których mowa w pkt 2.3 i 2.4, uzwojenia transformatorów o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny być połączone w gwiazdę z punktem neutralnym, przystosowanym do uziemienia lub odziemienia.

2.6. W celu dotrzymania wymaganych parametrów jakościowych energii elektrycznej do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym należy przyłączać urządzenia eliminujące wprowadzanie odkształceń napięcia i prądu.

2.7. Jeżeli do instalacji odbiorcy przyłączonej do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym przyłączane są jednostki wytwórcze, powinny one spełniać wymagania techniczne, o których mowa w pkt 3.

3. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci wytwórców energii elektrycznej

3.1. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwa stałe, gazowe lub ciekłe albo wodę

3.1.1. Jednostki wytwórcze nowe lub po modernizacji o mocy osiągalnej 50 MW i wyższej powinny być wyposażone w:

- 1) regulator turbiny umożliwiający pracę w trybie regulacji obrotów zgodnie z zamodelowaną charakterystyką statyczną;
- 2) regulatory napięcia zdolne do współpracy z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej;
- 3) wyłączniki mocy po stronie napięcia generatorowego;
- 4) transformatory blokowe z możliwością zmiany przekładni pod obciążeniem.

3.1.2. Jednostki wytwórcze cieplne kondensacyjne o mocy osiągalnej 100 MW i wyższej powinny być przystosowane do:

- 1) pracy w regulacji pierwotnej;
- 2) pracy w automatycznej regulacji wtórnej mocy i częstotliwości według zadawanego zdalnie sygnału sterującego;
- 3) zdalnego zadawania obciążenia bazowego;
- 4) opanowywania zrzutów mocy do pracy na potrzeby własne (PPW).

Wytwórca dla każdej będącej w jego posiadaniu elektrowni lub elektrociepłowni, w skład której wchodzi jednostki wytwórcze przyłączone do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, obowiązany jest do przystosowania swoich urządzeń i napędów pomocniczych do utrzymania w pracy przynajmniej jednej jednostki wytwórczej w warunkach całkowitej utraty połączenia z krajowym systemem elektroenergetycznym lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie oraz do opracowania i przedstawienia właściwemu operatorowi systemu elektroenergetycznego planu działań w warunkach utraty połączenia z krajowym systemem elektroenergetycznym lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie.

3.1.3. Jednostki wytwórcze, o których mowa w pkt 3.1.2, powinny być wyposażone w urządzenia umożliwiające transmisję danych i sygnałów regulacyjnych zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 4 niniejszego załącznika oraz instrukcji.

3.2. Wymagania dla farm wiatrowych

3.2.1. Farma wiatrowa o mocy znamionowej większej niż 50 MW w miejscu przyłączenia powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy umożliwiający:

1) redukcję wytwarzanej mocy elektrycznej w warunkach pracy farmy wiatrowej, przy zachowaniu szczegółowych wymagań, w szczególności prędkości redukcji mocy, określonych w instrukcji;

2) udział w regulacji parametrów systemu elektroenergetycznego w zakresie napięcia i częstotliwości.

3.2.2. Farma wiatrowa powinna mieć zdolność do pracy ze współczynnikiem mocy w miejscu przyłączenia, w sposób określony w instrukcji. Dla farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia równej 50 MW i wyższej należy zapewnić system zdalnego sterowania napięciem farmy i mocą bierną z zachowaniem możliwości współpracy z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej.

3.2.3. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia większej niż 50 MW stosuje się także do farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia, równej i niższej niż 50 MW, w przypadku gdy suma mocy znamionowych farm wiatrowych przyłączonych:

1) do jednej rozdzielni o napięciu znamionowym 110 kV poprzez transformatory 110/SN przekracza 50 MW;

2) do linii promieniowej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym przekracza 50 MW;

3) do ciągu liniowego o napięciu znamionowym 110 kV łączącego co najmniej dwie stacje elektroenergetyczne przekracza 50 MW;

4) poprzez wydzielony transformator NN/110 kV przekracza 50 MW.

3.2.4. Farma wiatrowa powinna być wyposażona w zabezpieczenia chroniące farmę wiatrową przed skutkami prądów zwarciovych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie elektroenergetycznym, pracy asynchronicznej tej farmy i innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych. Nastawy tych zabezpieczeń powinny uwzględniać wymagania dla pracy farmy wiatrowej w warunkach zakłóceńowych określone w instrukcji.

3.2.5. Farma wiatrowa powinna być wyposażona w urządzenia umożliwiające transmisję danych i monitorowanie stanu urządzeń, zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 4 niniejszego załącznika oraz w instrukcji.

4. Wymagania techniczne dla systemów telekomunikacji i wymiany informacji

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

1) realizacji łączności dyspozytorskiej;

2) nadawania i odbioru danych niezbędnych do kierowania ruchem sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, tj. sygnałów z/do układów telemechaniki w zakresie telesygnalizacji, teletetrii i telesterowania oraz teleregulacji jednostek wytwórczych;

3) transmisji sygnałów układów telezabezpieczeń i automatyk systemowych;

4) przesyłania danych pomiarowych do celów rozliczeniowych, a także informacji techniczno-handlowych;

5) zapewnienia łączności ruchowej wewnątrz obiektów oraz ze służbami publicznymi.

4.2. Kanały telekomunikacyjne niezbędne do realizacji poszczególnych usług powinny zapewniać transmisję sygnałów z wymaganym standardem szybkości i jakości określonym przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w instrukcji oraz powinny mieć pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.

4.3. 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.

4.4. Urządzenia technologiczne systemów telekomunikacji powinny posiadać dopuszczenie do instalowania i użytkowania na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz certyfikaty jakościowe w zakresie stosowania urządzeń i instalacji w obiektach elektroenergetycznych.

4.5. Systemy teleinformatyczne wykorzystywane do wymiany informacji wymaganych dla:

1) bilansowania systemu pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a podmiotami, które na podstawie umowy zawartej z tym operatorem stały się uczestnikami centralnego mechanizmu bilansowania handlowego,

2) prowadzenia ruchu sieciowego pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a elektrowniami posiadającymi jednostki wytwórcze, o których mowa w ust. 3 pkt 3.1.2 niniejszego załącznika

- powinny zapewnić wymagane bezpieczeństwo, poufność i niezawodność przekazywania informacji.

4.6. Systemy teleinformatyczne wykorzystywane przez operatorów systemu elektroenergetycznego do prowadzenia ruchu sieciowego powinny umożliwiać wzajemną wymianę danych dotyczących prowadzenia ruchu sieci na podstawie protokołów komunikacyjnych zgodnych z obowiązującymi standardami. Wymagania dotyczące wymiany danych określa instrukcja.

4.7. 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.

5. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej

5.1. Sieć o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym oraz urządzenia, instalacje i sieci podmiotów przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny być wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej realizujące co najmniej funkcje pomiaru energii czynnej i biernej w dwóch kierunkach.

5.2. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej określone są dla tych układów, dla których mierzone wielkości energii elektrycznej stanowią podstawę do rozliczeń i potwierdzania ilości tej energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii.

5.3. Rozwiązania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej uzależniane są od wielkości mocy znamionowej przyłączanego urządzenia, instalacji lub sieci. Układy te dzieli się na 3 kategorie:

1) kategoria 1 - dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia 30 MVA i wyższej;

2) kategoria 2 - dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia zawartej w przedziale od 1 MVA do 30 MVA;

3) kategoria 3 - dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia mniejszej niż 1 MVA.

5.4. Układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej kategorii 1 powinny spełniać następujące wymagania:

1) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe o klasie dokładności 0,2 służące do pomiaru energii elektrycznej;

2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 dla energii czynnej i 1 dla energii biernej;

3) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.

5.5. Układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej kategorii 2 powinny spełniać następujące wymagania:

1) przekładniki prądowe i napięciowe powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5;

2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej;

3) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.

5.6. Układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej kategorii 3 powinny spełniać następujące wymagania:

1) przekładniki prądowe i napięciowe powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5;

2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej;

3) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.

5.7. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej kategorii 1 i 2 wymagane są dwa równoważne układy pomiarowe: układ pomiarowo-rozliczeniowy energii elektrycznej podstawowy i rezerwowy.

5.8. Rezerwowy układ pomiarowo-rozliczeniowy energii elektrycznej określa się jako równoważny, jeżeli:

1) dla kategorii 1 - liczniki energii elektrycznej w podstawowym i rezerwowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym energii elektrycznej są zasilane z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej podstawowy i rezerwowy spełniają wymagania techniczne określone w pkt 5.4 niniejszego załącznika;

2) dla kategorii 2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej podstawowy i rezerwowy spełniają wymagania techniczne określone w pkt 5.5 niniejszego załącznika.

5.9. Układy pomiarowo-rozliczeniowe przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej za pomocą sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym oraz układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej podmiotów przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny być wyposażone w systemy automatycznej rejestracji danych.

5.10. Układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej powinny być zainstalowane:

1) po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV i wyższym;

2) po stronie 110 kV transformatorów NN/110 kV stanowiących miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci innych podmiotów;

3) po stronie górnego napięcia transformatorów lub w polach liniowych o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym stanowiących miejsca przyłączenia odbiorców końcowych;

4) w polach liniowych o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym linii stanowiących połączenie krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami elektroenergetycznymi innych państw;

5) w polach liniowych o napięciu znamionowym 110 kV linii stanowiących połączenia pomiędzy sieciami operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;

6) na zaciskach generatorów jednostek wytwórczych świadczących usługi systemowe oraz jednostek wytwórczych, dla których wymagane jest potwierdzenie przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectwa pochodzenia w rozumieniu ustawy.

6. Wymagania techniczne dla systemów pomiarowo-rozliczeniowych

6.1. Systemy pomiarowo-rozliczeniowe powinny realizować funkcje zdalnego odczytu danych pomiarowych z systemów automatycznej rejestracji danych.

6.2. Funkcja zdalnego odczytu danych pomiarowych z systemu automatycznej rejestracji danych powinna zapewniać pozyskiwanie danych pomiarowych z układów pomiarowych wyposażonych w system automatycznej rejestracji danych poprzez kanały telekomunikacyjne spełniające wymagania określone w pkt 4.2 niniejszego załącznika.

6.3. Dane pomiarowe powinny być pozyskiwane wraz ze znacznikami jakości nadawanymi przez system automatycznej rejestracji danych na potrzeby weryfikacji danych pomiarowych.

6.4. Dane pomiarowe pochodzące z podstawowych układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej dla:

1) obszaru sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV, włącznie z transformatorami sprzęgającymi z sieciami innych napięć znamionowych,

2) jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt 3.1.2 niniejszego załącznika,

3) połączeń krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami elektroenergetycznymi innych państw na napięciu znamionowym 110 kV i wyższym

- są pozyskiwane bezpośrednio z systemów automatycznej rejestracji danych.

7. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących

7.1. Wymagania techniczne i zalecenia dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej obowiązują operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub właściwego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz podmioty zaliczane do I lub II grupy przyłączeniowej. Szczegółowe wymagania techniczne i zalecenia dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących określa instrukcja opracowana przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

7.2. Poszczególne elementy sieci (linie napowietrzne i kablowe, linie odbiorców energii elektrycznej, transformatory, dławiki, łączniki szyn i szyny zbiorcze) powinny być wyposażone w układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzenia współpracujące, zwane dalej "układami i urządzeniami EAZ", niezbędne do:

- 1) samoczynnej selektywnej likwidacji zakłóceń sieciowych;
- 2) regulacji przepływów mocy biernej i poziomów napięcia;
- 3) prowadzenia ruchu stacji o górnym napięciu 750, 400, 220 i 110 kV z użyciem środków sterowniczych, lokalnych urządzeń pomiarów i sygnalizacji;
- 4) odtworzenia przebiegu zakłóceń z użyciem rejestratorów zakłóceń i zdarzeń.

7.3. Układy i urządzenia EAZ powinny reagować na zakłócenia w pracy elementów sieci elektroenergetycznej oraz jednostek wytwórczych, urządzeń i sieci podmiotów przyłączonych do sieci elektroenergetycznych, takie jak:

- 1) zwarcia doziemne i międzyfazowe;
- 2) zwarcia metaliczne i wysokooporowe;
- 3) zwarcia przemijające i trwałe;
- 4) zwarcia rozwijające;
- 5) zakłócenia o charakterze technologicznym w urządzeniach;
- 6) nieprawidłowe działanie wyłącznika;
- 7) niebezpieczny wzrost napięcia na liniach elektroenergetycznych;
- 8) zagrożenie utraty równowagi systemu elektroenergetycznego.

7.4. Ogólne wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej podyktowane względami niezawodnościowymi są następujące:

- 1) zabezpieczenia i automatyki poszczególnych elementów sieci i elementów do niej przyłączonych należy dostosować do sposobu ich pracy i parametrów;
- 2) nastawienia automatyk i układów EAZ, urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych do sieci o górnym napięciu 750, 400, 220 i 110 kV muszą być skoordynowane i liczone przez operatora sieci przesyłowej;
- 3) poszczególne elementy sieci przesyłowej powinny być wyposażone w przynajmniej dwa niezależne zestawy urządzeń EAZ;
- 4) dla zwiększenia pewności likwidacji zakłóceń przez układy i urządzenia EAZ, uwzględniając możliwość zawiedzenia elementów tych układów, należy stosować rezerwowanie urządzeń EAZ;
- 5) w celu zapewnienia niezależności poszczególnych zestawów urządzeń EAZ każde z nich ma współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego (sterowniczymi) oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi);
- 6) obwody sterownicze napięcia pomocniczego poszczególnych obwodów urządzeń EAZ powinny być zasilane z różnych sekcji rozdzielni prądu stałego współpracujących z oddzielnymi bateriami akumulatorowymi;
- 7) dla zapewnienia wysokiej dyspozycyjności urządzeniom EAZ zasadne jest stosowanie urządzeń z układami ciągłej kontroli, testowania;
- 8) zapewnienie wzajemnego bezpieczeństwa obwodów wtórnych przez stosowanie: elementów o odpowiedniej izolacji, właściwej ochrony przeciwprzepięciowej, wysokiej jakości osprzętu instalacyjnego (zacisków, wtyków, złącz itp.) i narzędzi instalacyjnych, urządzeń odpornych na zakłócenia (kompatybilność elektromagnetyczna) w obwodach wtórnych stacji oraz zapewnienie przejrzystej architektury obwodów wtórnych;
- 9) wyposażenie urządzeń EAZ podstawowych w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania;

10) uszkodzenie jednego z zabezpieczeń przeznaczonych do zabezpieczenia elementu sieciowego w stacjach o górnym napięciu 400 i 220 kV ważnych systemowo i przebiegowych nie powinno stwarzać konieczności odstawienia pola z ruchu, a jedynie powinno stanowić podstawę do planowania czynności naprawczych.

7.5. Wymagania techniczne dla układów EAZ w zakresie zapewnienia w krótkim czasie likwidacji zakłóceń powinny dotyczyć:

- 1) zachowania warunków równowagi dynamicznej sieci;
- 2) zmniejszenia zakresu zniszczeń w miejscach powstałych zakłóceń;
- 3) zapobiegania starzeniu się urządzeń sieciowych i elektrowniowych;
- 4) zmniejszenia zakłóceń technologicznych odbiorców końcowych;
- 5) poprawy warunków bezpieczeństwa ludzi i urządzeń w obiektach sieci.

7.6. Uzyskanie wymaganych krótkich czasów zwarć oraz zapewnienia selektywnych wyłączeń wymaga zastosowania:

- 1) zabezpieczeń podstawowych o czasie ich działania krótszym od 30 ms;
- 2) wyłączników o czasie ich wyłączania nieprzekraczającym 40 ms (z możliwością odstępstwa w uzasadnionych przypadkach);
- 3) łącz do współpracy z urządzeniami teleautomatyki o czasie przekazywania sygnałów nieprzekraczającym 20 ms - dla sygnałów binarnych oraz nieprzekraczającym 5 ms - dla sygnałów analogowych;
- 4) układów lokalnego rezerwowania wyłączników z dwoma kryteriami otwarcia wyłącznika: prądowym wykorzystującym przekątniki prądowe o szybkim działaniu i powrocie (do 20 ms) dla każdej fazy oraz wyłącznikowym wykorzystującym styki sygnałowe wyłącznika;
- 5) możliwie najmniejszej liczby przekątników pośredniczących;
- 6) zabezpieczeń szyn zbiorczych o czasie działania nieprzekraczającym 20 ms;
- 7) zabezpieczeń odcinkowych.

7.7. Linie przesyłowe 400 kV powinny być wyposażone w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:

- 1) zabezpieczenie odcinkowe (pod warunkiem dostępności odpowiedniej jakości łącza), umożliwiające wyłączenia 1- i 3-fazowe;
- 2) dwa zabezpieczenia odległościowe (od różnych producentów lub o innym algorytmie działania w przypadku produktów od jednego producenta) z pamięcią napięciową, blokadą od kołysań mocy, umożliwiające wyłączenia 1- i 3-fazowe;
- 3) zabezpieczenie ziemnozwarciowe kierunkowe dwustopniowe;
- 4) układy samoczynnego ponownego załączania (SPZ) umożliwiające dokonywanie 1- i 3-fazowego cyklu samoczynnego ponownego załączania (SPZ);
- 5) lokalizator miejsca zwarcia;
- 6) układ kontroli napięcia i synchronizacji;
- 7) automatyki od wzrostu napięcia (jeśli jest niezbędna z powodów systemowych).

7.8. Linie przesyłowe 220 kV wyposaża się alternatywnie w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:

- 1) zabezpieczenie odcinkowe (pod warunkiem dostępności odpowiedniej jakości łącza), umożliwiające wyłączenia 1- i 3-fazowe;
- 2) w liniach odchodzących z rozdzielni ważnych systemowo i przebiegowych należy stosować zabezpieczenia jak dla linii 400 kV;
- 3) w pozostałych liniach dopuszcza się stosowanie jednego zabezpieczenia odległościowego;
- 4) układy samoczynnego ponownego załączania (SPZ) umożliwiające dokonywanie 1- i 3-fazowego cyklu samoczynnego ponownego załączania (SPZ);
- 5) lokalizator miejsca zwarcia;
- 6) układ kontroli napięcia i synchronizacji.

7.9. Linie o napięciu 110 kV wyposaża się w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:

- 1) jedno zabezpieczenie podstawowe - odległościowe lub odcinkowe. W przypadku linii kablowych lub napowietrznych o długości do 2 km należy stosować zabezpieczenia odcinkowe;
- 2) jedno zabezpieczenie rezerwowe - odległościowe lub ziemnozwarciowe, a dla linii promieniowych - prądowe;
- 3) urządzenia automatyki 3-fazowego samoczynnego ponownego załączania (SPZ);
- 4) pożądany w liniach o dużej liczbie zakłóceń lokalizator miejsca zwarcia.

7.10. Linie blokowe powinny być wyposażone w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące (wszystkie zabezpieczenia linii blokowej powinny działać na 3-fazowe wyłączenie wyłącznika blokowego):

- 1) dwa zabezpieczenia podstawowe umożliwiające wyłączenia 3-fazowe;
- 2) zabezpieczenie rezerwowe reagujące na niesymetryczne zwarcia z ziemią w linii blokowej i sieci zewnętrznej;
- 3) elementy układów automatyki zapobiegającej kołysaniom mocy oraz przeciążeniom elementów sieci (APKO);
- 4) układ bezwarunkowego wyłączenia wyłącznika blokowego od sygnału przesłanego z nastawni blokowej.

7.11. Transformatory o górnym napięciu 400 kV i 220 kV powinny być wyposażone w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:

- 1) dwa zabezpieczenia podstawowe (różnicowe) reagujące na zwarcia zlokalizowane w transformatorze, z wyjątkiem zwarć zwojowych;
- 2) po dwa zabezpieczenia rezerwowe (zabezpieczenie odległościowe, zabezpieczenie ziemnozwarciowe) po każdej stronie uzwojenia górnego i dolnego napięcia transformatora;
- 3) zabezpieczenie w punkcie gwiazdowym;
- 4) zabezpieczenia producenta: zabezpieczenie przepływowo-gazowe, modele cieplne oraz czujniki temperaturowe;
- 5) układ sygnalizujący przeciążenie transformatora prądem.

7.12. Transformatory mocy dwu- i wielouzwojeniowe 110 kV/SN/SN powinny być wyposażone w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:

- 1) zabezpieczenia podstawowe reagujące na zwarcie w transformatorze - zwarciowo-prądowe, a dla transformatorów powyżej 5 MVA - różnicowe;
- 2) każda strona transformatora powinna być wyposażona w zabezpieczenia nadprądowo-zwłoczne;
- 3) każda strona transformatora powinna być wyposażona w zabezpieczenia przeciążeniowe (transformatory dwuuzwojeniowe zabezpiecza się tylko po jednej stronie);
- 4) zaleca się, aby każda ze stron średniego napięcia (SN) transformatora była wyposażona w zabezpieczenia umożliwiające skracanie czasu zwarcia na szynach średniego napięcia (SN);
- 5) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: temperaturowe oraz gazowo-przepływowe kadzi i gazowo-podmuchowe przełącznika zaczepów;
- 6) zabezpieczenia transformatora reagujące na zwarcia wewnętrzne i zewnętrzne powinny działać na wyłączenie.

7.13. Wszystkie rodzaje łączników szyn należy wyposażyć w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:

- 1) jedno zabezpieczenie podstawowe pracujące w trybie na rozcinanie spiętych szyn zbiorczych działające na wyłączenie 3-fazowe własnego wyłącznika;
- 2) pola łączników szyn zastępujących pola linii przesyłowych, transformatorów, a także linii blokowych należy wyposażyć w dodatkowy zestaw urządzeń EAZ umożliwiający realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych, niezbędnych przy użyciu pola łącznika szyn do zastąpienia innego pola, w tym układ umożliwiający współpracę łącznika szyn z zabezpieczeniami technologicznymi transformatora oraz bloku elektrowni;
- 3) dopuszcza się stosowanie jednego zamiast dwóch zabezpieczeń podstawowych oraz niestosowanie lokalizatora miejsca zwarcia.

7.14. Dla zapewnienia synchronicznego łączenia linii i transformatorów do sieci zamkniętej niezbędne jest wyposażenie tych elementów sieci w układy kontroli synchronizacji. Wymaganie to stosuje się do pola łącznika szyn zbiorczych służącego do zastępowania tych pól.

7.15. Jednostki wytwórcze muszą być wyposażone w synchronizatory umożliwiające synchroniczne łączenie z siecią.

7.16. W miejscu przyłączenia do sieci zamkniętej jednostek wytwórczych oraz na liniach w ważnych węzłach tej sieci może być wymagane zainstalowanie synchronizatorów dla potrzeb odbudowy systemu.

7.17. Systemy sterowania i nadzoru nad pracą obiektów elektroenergetycznych przyłączonych bezpośrednio do stacji o górnym napięciu 400 kV i 220 kV powinny być przystosowane do współpracy z systemem sterowania i nadzoru operatora systemu przesyłowego.

7.18. Szyny zbiorcze rozdzielni 400, 220, 110 kV należy wyposażać w jeden zespół zabezpieczenia szyn, zapewniający wyłączenie systemów (sekcji) szyn zbiorczych, w tym także zwarć zlokalizowanych między wyłącznikiem a przekładnikiem prądowym w polach łączników szyn.

7.19. W stacjach uproszczonych 110 kV typu "H" dopuszcza się możliwość rozwiązania automatyki szyn w oparciu o wsteczne strefy zabezpieczeń odległościowych pól liniowych.

7.20. Nowo budowane, przebudowywane i remontowane rozdzielnie 110 kV należy wyposażać w niezależne układy zabezpieczenia szyn.

7.21. W rozdzielniach 1,5- i 2-wyłącznikowych należy stosować uproszczone zabezpieczenie szyn zbiorczych, niewykorzystujące informacji o stanie położenia odłączników szynowych.

7.22. Wszystkie rozdzielnie sieci należy wyposażać w układy lokalnej rezerwy wyłącznikowej niezależne od układów zabezpieczeń szyn zbiorczych, przy czym za zgodą operatora systemu przesyłowego dopuszcza się stosowanie układów lokalnej rezerwy wyłącznikowej zintegrowanych z zabezpieczeniem szyn zbiorczych. Przed wyłączeniem odpowiedniego systemu szyn powinno być dokonane sterowanie uzupełniające przez element układu lokalnej rezerwy wyłącznikowej przypisany polu, w którym nie zadziałał wyłącznik.

7.23. Wszystkie rozdzielnie sieci należy wyposażać, w zależności od układu pracy rozdzielni, w układy zdalnego rezerwowania wyłączników - w przypadku działania EAZ szyn zbiorczych. Układy zdalnego rezerwowania wyłączników powinny, gdy nie zadziała wyłącznik:

- 1) w polu linii przesyłowej - przesłać sygnał na jej drugi koniec;
 - 2) w polu linii blokowej - przesłać sygnał wyłączający transformator po stronie dolnego napięcia lub sygnał odwzbudzenia generatora - gdy nie ma wyłącznika generatorowego;
 - 3) w przypadku niezadziałania wyłącznika w polu transformatora o górnym napięciu 400 lub 220 kV - przesłać sygnał wyłączający transformator po stronie dolnego napięcia;
 - 4) w polu łącznika szyn sprzęgającego systemy - wyłączyć obydwa systemy szyn połączone tym wyłącznikiem.
- Układy zdalnego rezerwowania wyłączników powinny także, gdy nie zadziała dowolny wyłącznik wyłączany przez układy i urządzenia EAZ szyn zbiorczych, zrealizować próbę bezzwłocznego powtórnego wyłączenia uszkodzonego wyłącznika.

7.24. Łącza w układach i urządzeniach współpracujących EAZ powinny zapewnić dla linii przesyłowych elektroenergetycznych przesyłanie następujących sygnałów:

- 1) od pierwszego zabezpieczenia odległościowego;
- 2) od drugiego zabezpieczenia odległościowego;
- 3) dla zabezpieczenia odcinkowego;
- 4) od zabezpieczeń ziemnozwarciowych;
- 5) od układu automatyki, od nadmiernego wzrostu napięcia;
- 6) od układu zdalnego rezerwowania wyłączników na bezwarunkowe wyłączenie elementu systemu linii na drugim jej końcu;
- 7) topologie pól przeciwległych dla automatyki przeciwkołysaniowo-odciążającej.

7.25. Wskazane jest, aby jednocześnie wykorzystać do przesyłania sygnałów, o których mowa w pkt 7.24, dwa niezależne łącza, w tym co najmniej jedno przeznaczone wyłącznie dla układu EAZ.

7.26. Wymaga się dla sygnałów bezwarunkowego wyłączania drugiego końca linii zapewnienia dwóch niezależnych łączy (dwa łącza, sygnały kodowane).

7.27. Zabezpieczenie odcinkowe linii przesyłowych elektroenergetycznych powinno być wyposażone we własne łącze, wykorzystane tylko do sprzęgania obydwu półkompletów. W przypadku łącza światłowodowego wykorzystuje się wydzielone żyły z wiązki światłowodu zainstalowanego na linii.

7.28. Przesyłanie sygnałów od zabezpieczeń linii przesyłowych elektroenergetycznych powinno się odbywać w pierwszej kolejności z zachowaniem wysokiej niezawodności ich przekazywania, szczególnie w wypadkach bezwarunkowego wyłączania drugiego końca linii (dwa łącza, sygnały kodowane).

7.29. Konstrukcja, zasada działania i sposób eksploatacji urządzenia zabezpieczeń linii przesyłowych i współpracujące z nimi łącza powinny być traktowane jako jeden niepodzielny zespół urządzeń.

7.30. Rejestratory zakłóceń sieciowych przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania układów EAZ oraz wyłączników powinny być instalowane we wszystkich czynnych polach rozdzielni przesyłowych. Rejestratory zakłóceń sieciowych powinny rejestrować:

- 1) w każdym polu 3 napięcia i 3 prądy fazowe oraz napięcie $3U_0$ i prąd $3I_0$;
- 2) sygnały o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkie sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatyk na wyłączenie, wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór) oraz sygnały załączające od układów SPZ;
- 3) przebiegi wolnozmiennie;
- 4) zapis w zalecanym formacie.

Powinien być łatwy dostęp do rejestratora zakłóceń sieciowych - lokalnego w miejscu jego zainstalowania oraz zdalnego.

7.31. Przekazniki pośredniczące powinny spełniać następujące wymagania:

- 1) zaleca się stosowanie w zabezpieczeniach przekazników wyjściowych (wyłączających) - zestyków o zdolności wyłączalnej dostosowanej do wielkości poboru mocy cewek wyłączających wyłączników oraz wyposażonych w układy ograniczające przepięcia powstające przy rozłączaniu obwodu cewki wyłączającej;
- 2) w układach sterowania powinny być stosowane wysokiej jakości przekazniki dwustanowe.

7.32. W układach EAZ stosuje się następujące przekładniki prądowe:

- 1) wolno stojące, pięciordzeniowe zainstalowane w polach elementów sieci przesyłowej elektroenergetycznej, w których rdzenie 3, 4 i 5 są rdzeniami zabezpieczeniowymi klasy 5P20 o mocy odpowiedniej dla danych obwodów i zasilanych układów i urządzeń EAZ;
- 2) kombinowane;
- 3) zainstalowane w przepustach transformatorów - przewiduje się wykorzystywanie dla układów i urządzeń EAZ nie mniej niż dwóch rdzeni o odpowiednich parametrach;
- 4) zainstalowane w przewodach uziemiających punkt gwiazdowy transformatorów.

7.33. W polach elementów sieci przesyłowej elektroenergetycznej stosuje się przekładniki napięciowe pojemnościowe, indukcyjne i kombinowane, posiadające trzy uzwojenia wtórne, przy czym trzecie połączone jest w układ otwartego trójkąta. Uzwojenia nr II i III współpracują z układami i urządzeniami EAZ (uzwojenie nr II klasy 3P, uzwojenie nr III klasy 6P o mocach odpowiednich dla konkretnych obwodów i zasilanych urządzeń EAZ).

7.34. Dobór pojemnościowych i indukcyjnych przekładników napięciowych oraz przekładników prądowych musi zapewnić sprawdzoną prawidłową współpracę z układami i urządzeniami EAZ w miejscu ich zainstalowania.

7.35. Wyłączniki 750, 400 i 220 kV powinny być wyposażone:

- 1) z kolumnami niesprzężonymi mechanicznie, w zabezpieczenie od niezgodności położenia jego kolumn,
- 2) w blokadę, która po wyłączeniu wyłącznika uniemożliwia jego załączenie od ewentualnego trwałego impulsu załączającego,
- 3) w komplet zestyków pomocniczych w ilości i konfiguracji dostosowanej do potrzeb obwodów wtórnych pola - oraz umożliwiać realizację funkcji samoczynnego ponownego załączania.

7.36. Odłączniki powinny być wyposażone w komplet zestyków, w liczbie i konfiguracji dostosowanej do potrzeb układów sterowania, sygnalizacji, zabezpieczeń szyn zbiorczych i układu lokalnej rezerwy wyłącznikowej. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub odpowiedniego operatora systemu dystrybucyjnego

elektroenergetycznego. Dotyczy to zarówno urządzeń czynnych, jak i nowo projektowanych. Układy i urządzenia EAZ nowo projektowane powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

7.37. Urządzenia, układy i urządzenia EAZ, aparaty, osprzęt instalacyjny oraz ich elementy powinny posiadać certyfikaty jakości i świadectwa dopuszczające zastosowanie ich w obiektach sieci przesyłowej elektroenergetycznej. 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 certyfikatu dopuszczającego do stosowania w sieci.

II. Wymagania techniczne w zakresie przyłączenia do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich podmiotów zaliczanych do III, IV, V i VI grupy przyłączeniowej.

1. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą posiadać legalizację lub homologację zgodną z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia.

1.1. W przypadku urządzeń, dla których nie jest wymagana legalizacja lub homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo potwierdzające poprawność pomiaru (świadectwo wzorcowania). Okres pomiędzy kolejnymi wzorcownikami tych urządzeń (z wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych, które podlegają legalizacji pierwotnej) nie powinien przekraczać okresu legalizacji licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym.

1.2. Protokoły transmisji danych pomiarowych z liczników elektronicznych i rejestratorów energii elektrycznej powinny być ogólnie dostępne, a format danych udostępnianych na wyjściach układów pomiarowo-rozliczeniowych - zgodny z wymaganiami określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego w instrukcji.

2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz pomiarowo-kontrolnych są następujące:

1) dla odbiorców o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii nie mniejszym niż 200 GWh:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
- b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,

c) dopuszcza się zabudowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,

d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,

e) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,

f) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez czas określony przez operatora systemu dystrybucyjnego, nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe; układy te powinny także automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny mieć układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,

h) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż 4 razy na dobę. Rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych powinna obejmować tylko układ podstawowy, dopuszczając wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych pomiarowych na serwer ftp lub przekazywane w formie e-maila). Nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej;

2) dla odbiorców o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie):

a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,

b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych oraz pomiarowo-kontrolnych przyłącza się do jednego uzwojenia przekładnika,

c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,

d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,

e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut, w czasie określonym przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, nie dłużej jednak niż przez dwa okresy rozliczeniowe; układy te powinny także automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

f) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymywać zasilanie ze źródeł zewnętrznych,

g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę. Nie wymaga się dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej;

3) dla odbiorców o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie):

a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,

b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,

c) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez czas określony przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe. Układy te powinny także automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymywać zasilanie źródeł zewnętrznych,

e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę. Nie wymaga się dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej;

4) dla odbiorców o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW i nie większej niż 800 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh (wyłącznie):

a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,

b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,

c) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut w czasie określonym przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, nie dłużej jednak niż przez dwa okresy rozliczeniowe. Układy te powinny także automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny mieć układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,

e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę. Nie wymaga się dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej;

5) dla odbiorców niewymienionych w ppkt 1-4:

a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,

b) w przypadkach określonych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w instrukcji, układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut w czasie określonym przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, nie dłużej jednak niż przez dwa okresy rozliczeniowe. Układy te powinny także automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

c) w przypadkach określonych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w instrukcji, układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę (zaleca się raz na miesiąc). Nie wymaga się dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej.

3. Dodatkowe wymagania w zakresie układów pomiarowo-rozliczeniowych powinna określać instrukcja.

4. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych na średnim napięciu nie należy przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej i rezystorami dociążającymi.

5. Dla VI grupy przyłączeniowej wymagania dotyczące układów pomiarowo-rozliczeniowych mogą być przedmiotem uzgodnień pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i odbiorcą. Wymagania te nie mogą być bardziej uciążliwe niż określone w niniejszym załączniku do rozporządzenia.

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 WPŁYWIE WYTWORZENIA TEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ NA ŚRODOWISKO

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

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

2. Wykres kołowy obrazujący graficznie strukturę paliw i innych nośników energii pierwotnej zużywanych do 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 ₂	SO ₂	NO _x	Pyły	Odpady radioaktywne
			[Mg/MWh]				
1							
...							

...							
		RAZEM					

ZAŁĄCZNIK Nr 3

ZAKRES INFORMACJI PRZEKAZYWANEJ ODBIORCOM O ŚRODKACH POPRAWY EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ ORAZ CHARAKTERYSTYKACH TECHNICZNYCH EFEKTYWNYCH ENERGETYCZNIE URZĄDZEŃ

Miejsce, w którym są dostępne informacje o środkach poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej						
Lp	Realizacja i finansowanie przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej	Nabycie urządzenia, instalacji lub pojazdu, charakteryzujących się niskim zużyciem energii oraz niskimi kosztami eksploatacji	Wymiana eksploatowanego o urządzenia, instalacji lub pojazdu na urządzenie, instalację lub pojazd, o których mowa w kolumnie (b), lub ich modernizacja	Realizacja przedsięwzięcia termomodernizacyjnego w rozumieniu ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (Dz. U. z 2020 r. poz. 22, 284 i 412)	Wdrażanie systemu zarządzania środowiskowego, o którym mowa w art. 2 pkt 13 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1221/2009 z dnia 25 listopada 2009 r. w sprawie dobrowolnego udziału organizacji w systemie ekozarządzania i audytu we Wspólnocie (EMAS), uchylającego rozporządzenie (WE) nr 761/2001 oraz decyzje Komisji 2001/681/WE i 2006/193/WE (Dz. Urz. UE L 342 z 22.12.2009, str. 1, Dz. Urz. UE L 158 z 10.06.2013, str. 1, Dz. Urz. UE L 222 z 29.08.2017, str. 1, Dz. Urz. UE	Realizacja gminnych programów niskoemisyjnych, o których mowa w ustawie z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (Dz. U. z 2020 r. poz. 22, 284 i 412)

					L 325 z 20.12.2018, str. 18 i Dz. Urz. UE L 288 z 03.09.2020, str. 29), potwierdzone uzyskaniem wpisu do rejestru EMAS, o którym mowa w art. 5 ust. 1 ustawy z dnia 15 lipca 2011 r. o krajowym systemie ek zarządzania i audytu (EMAS) (Dz. U. z 2020 r. poz. 634)	
1.	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)
Lp	Miejsce, w którym są dostępne informacje o charakterystykach technicznych efektywnych energetycznie urządzeń					
.	Urządzenia AGD i RTV		Oświetlenie	Urządzenia biurowe		
1.						