



Spis treści

II Akty o charakterze nieustawodawczym

ROZPORZĄDZENIA

- ★ Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2017/2194 z dnia 14 sierpnia 2017 r. uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 600/2014 w sprawie rynków instrumentów finansowych w odniesieniu do zleceń pakietowych ⁽¹⁾ 1
- ★ Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania ⁽¹⁾ 6
- ★ Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych ⁽¹⁾ 54
- ★ Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2017/2197 z dnia 27 listopada 2017 r. w sprawie zwrotu środków przeniesionych z roku budżetowego 2017, zgodnie z art. 26 ust. 5 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1306/2013 86

DECYZJE

- ★ Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2017/2198 z dnia 27 listopada 2017 r. dotycząca niektórych tymczasowych środków ochronnych w odniesieniu do afrykańskiego pomoru świń w Polsce (notyfikowana jako dokument nr C(2017) 8039) ⁽¹⁾ 89
- ★ Decyzja Europejskiego Banku Centralnego (UE) 2017/2199 z dnia 20 listopada 2017 r. zmieniająca decyzję EBC/2014/40 w sprawie realizacji trzeciego programu zakupu zabezpieczonych obligacji (EBC/2017/37) 92

⁽¹⁾ Tekst mający znaczenie dla EOG.

II

(Akty o charakterze nieustawodawczym)

ROZPORZĄDZENIA

ROZPORZĄDZENIE DELEGOWANE KOMISJI (UE) 2017/2194

z dnia 14 sierpnia 2017 r.

uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 600/2014 w sprawie rynków instrumentów finansowych w odniesieniu do zleceń pakietowych

(Tekst mający znaczenie dla EOG)

KOMISJA EUROPEJSKA,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej,

uwzględniając rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 600/2014 z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 648/2012⁽¹⁾, w szczególności jego art. 9 ust. 6,

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) Zlecenia pakietowe są powszechne we wszystkich klasach aktywów i mogą obejmować wiele różnych komponentów z tej samej klasy aktywów lub z różnych klas aktywów. Zlecenia pakietowe mogą zatem obejmować nieograniczoną liczbę kombinacji komponentów. W związku z powyższym należy przyjąć całościowe podejście do ustalania jakościowych kryteriów identyfikacji tych zleceń pakietowych, które należy uznać za znormalizowane i będące przedmiotem częstego obrotu, a co za tym idzie – za mające, jako całość, płynny rynek. W celu uwzględnienia szczególnych cech różnych rodzajów zleceń pakietowych kryteria jakościowe powinny obejmować ogólne kryteria mające zastosowanie do wszystkich klas aktywów, jak również szczególne kryteria mające zastosowanie do różnych klas aktywów wchodzących w skład zlecenia pakietowego.
- (2) Określenie klas instrumentów pochodnych podlegających obowiązkowi obrotu zgodnie z rozporządzeniem (UE) nr 600/2014 wymaga, aby instrumenty pochodne w ramach tych klas były znormalizowane i wystarczająco płynne. Należy zatem uznać, że dla zlecenia pakietowego jako całości istnieje płynny rynek, w przypadku gdy wszystkie komponenty tego zlecenia pakietowego należą do tej samej klasy aktywów i podlegają obowiązkowi obrotu. Zleceń pakietowych, w przypadku których wszystkie komponenty są powyżej pewnej wielkości lub które obejmują dużą liczbę komponentów, nie uznaje się jednak za wystarczająco znormalizowane ani płynne. W związku z tym należy określić, że zlecenia pakietowe, w ramach których wszystkie komponenty podlegają obowiązkowi obrotu, należy uznać za posiadające płynny rynek, jeśli zlecenie pakietowe składa się z nie więcej niż czterech komponentów lub jeśli nie wszystkie komponenty tego zlecenia pakietowego są powyżej wielkości, której skala jest duża w porównaniu z normalną wielkością rynkową.
- (3) Możliwość obrotu instrumentami finansowymi w systemie obrotu wskazuje na to, że instrumenty te są znormalizowane i stosunkowo płynne. Z tego względu należy uznać, że w przypadku gdy wszystkie komponenty danego zlecenia pakietowego są dostępne do obrotu w systemie obrotu, zlecenie to jako całość ma potencjalny płynny rynek. Zlecenie pakietowe należy uznać za dostępne do obrotu, jeżeli system obrotu zapewnia swoim członkom, uczestnikom lub klientom możliwość zawierania tego zlecenia.
- (4) Chociaż istnieje możliwość obrotu zleceniami pakietowymi z wieloma różnymi komponentami, płynność skoncentrowana jest w pakietach składających się wyłącznie z komponentów z tej samej klasy aktywów, takich jak instrumenty pochodne stopy procentowej, instrumenty pochodne na akcje, kredytowe instrumenty pochodne

⁽¹⁾ Dz.U. L 173 z 12.6.2014, s. 84.

lub towarowe instrumenty pochodne. W związku z tym zlecenia pakietowe, które składają się wyłącznie z instrumentów pochodnych należących do jednej z tych klas aktywów, powinny kwalifikować się do tego, aby uznać je za mające płynny rynek, natomiast zlecenia pakietowe, które składają się z komponentów pochodnych należących do więcej niż jednej z wymienionych klas aktywów, nie są przedmiotem częstego obrotu, a co za tym idzie, nie mają płynnego rynku. Ponadto zleceń pakietowych, które zawierają komponenty należące do klas aktywów innych niż instrumenty pochodne stopy procentowej, instrumenty pochodne na akcje, kredytowe instrumenty pochodne lub towarowe instrumenty pochodne, nie uważa się za mające płynny rynek.

- (5) Należy zatem określić metodykę na potrzeby wskazywania, czy dla zlecenia pakietowego jako całości istnieje płynny rynek, również wówczas, gdy jednego lub więcej komponentów zlecenia pakietowego nie uznaje się za mające płynny rynek lub gdy skala tych komponentów jest duża w porównaniu z normalną wielkością rynkową. Zleceń pakietowych, w ramach których żaden z komponentów nie ma płynnego rynku, wszystkie komponenty są komponentami o dużej skali w porównaniu z normalną wielkością rynkową lub które są kombinacją komponentów niemających płynnego rynku oraz komponentów, których skala jest duża w porównaniu z normalną wielkością rynkową, nie uznaje się jednak za znormalizowane ani będące przedmiotem częstego obrotu, w związku z czym dane zlecenie pakietowe jako całość należy uznać za niemające płynnego rynku.
- (6) W przypadku zleceń pakietowych składających się ze swapów stóp procentowych większość transakcji skoncentrowana jest w zleceniach pakietowych, których komponenty mają określone referencyjne okresy zapadalności. Wyłącznie te zlecenia pakietowe należy zatem uznać za płynne jako całość. W celu odzwierciedlenia charakterystycznych cech różnych swapów stóp procentowych istotne jest, aby odróżnić umowy zaczynające się niezwłocznie po zawarciu transakcji od umów zaczynających się w określonym z góry terminie w przyszłości. Okres zapadalności kontraktu powinno obliczać się na podstawie daty, z którą obowiązki wynikające z kontraktu wchodzi w życie, tj. na podstawie dnia rozpoczęcia transakcji (ang. *effective date*). W celu uwzględnienia charakterystyki płynnościowej tych kontraktów, jak również w celu uniknięcia obchodzenia przepisów okresy zapadalności nie powinny być interpretowane jednak zbyt ściśle, lecz raczej jako odstęp czasu jak najbardziej zbliżone do referencyjnego okresu zapadalności.
- (7) Wielu uczestników rynku zawiera zlecenia pakietowe składające się z dwóch kontraktów, które mają różne daty wygaśnięcia. W dużym stopniu znormalizowane i będące przedmiotem częstego obrotu są w szczególności kontrakty terminowe podlegające rolowaniu. Zlecenia pakietowe tego typu są wykorzystywane w celu zastąpienia pozycji w kontrakcie, który wygasa najszybciej, pozycją w kontrakcie wygasającym w kolejnym terminie wygaśnięcia, tym samym umożliwiając uczestnikom rynku utrzymanie pozycji inwestycyjnej przez okres wykraczający poza pierwotny termin wygaśnięcia kontraktu. Należy zatem uznać, że istnieje płynny rynek dla tego rodzaju zleceń pakietowych jako całości.
- (8) Ze względów spójności oraz w celu zapewnienia sprawnego funkcjonowania rynków finansowych konieczne jest, aby przepisy niniejszego rozporządzenia oraz przepisy ustanowione rozporządzeniem (UE) nr 600/2014 były stosowane od tej samej daty.
- (9) Podstawę niniejszego rozporządzenia stanowi projekt regulacyjnych standardów technicznych przedstawiony Komisji przez Europejski Urząd Nadzoru Giełd i Papierów Wartościowych (ESMA).
- (10) ESMA przeprowadził otwarte konsultacje publiczne na temat projektu regulacyjnych standardów technicznych, który stanowi podstawę niniejszego rozporządzenia, dokonał analizy potencjalnych powiązanych kosztów i korzyści oraz zwrócił się o opinię do Grupy Interesariuszy z Sektora Giełd i Papierów Wartościowych powołanej zgodnie z art. 37 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1095/2010⁽¹⁾,

PRZYJMUJE NINIEJSZE ROZPORZĄDZENIE:

Artykuł 1

Zlecenia pakietowe, dla których jako całości istnieje płynny rynek

Płynny rynek istnieje dla zlecenia pakietowego jako całości, jeżeli został spełniony jeden z poniższych warunków:

- a) zlecenie pakietowe składa się z nie więcej niż czterech komponentów, które należą do kategorii instrumentów pochodnych uznanych za podlegające obowiązkowi obrotu w odniesieniu do instrumentów pochodnych zgodnie z procedurą opisaną w art. 32 rozporządzenia (UE) nr 600/2014, o ile nie zachodzi jedna z poniższych okoliczności:
 - (i) wszystkie komponenty zlecenia pakietowego są komponentami o dużej skali w porównaniu z normalną wielkością rynkową;

⁽¹⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1095/2010 z dnia 24 listopada 2010 r. ustanawiające Europejski Urząd Nadzoru (Europejski Urząd Nadzoru Giełd i Papierów Wartościowych), zmieniające decyzję nr 716/2009/WE i uchylające decyzję Komisji 2009/77/WE (Dz.U. L 331 z 15.12.2010, s. 84).

- (ii) komponenty zlecenia pakietowego nie należą wyłącznie do jednej z klas aktywów, o których mowa w załączniku III do rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2017/583 ⁽¹⁾;
- b) zlecenie pakietowe spełnia wszystkie następujące warunki:
- wszystkie komponenty zlecenia pakietowego są dostępne do obrotu w tym samym systemie obrotu;
 - wszystkie komponenty zlecenia pakietowego podlegają obowiązkowi rozliczania zgodnie z art. 5 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 648/2012 ⁽²⁾ lub obowiązkowi rozliczania zgodnie z art. 29 ust. 1 rozporządzenia (UE) nr 600/2014;
 - przynajmniej jeden z komponentów zlecenia pakietowego ma płynny rynek lub nie jest komponentem o dużej skali w porównaniu z normalną wielkością rynkową;
 - zlecenie pakietowe spełnia kryteria mające zastosowanie do odpowiednich klas aktywów, określone w art. 2, 3, 4 lub 5.

Artykuł 2

Kryteria właściwe dla danej klasy aktywów mające zastosowanie do zleceń pakietowych składających się wyłącznie z instrumentów pochodnych stopy procentowej

Kryteria właściwe dla danej klasy aktywów, o których mowa w art. 1 lit. b) pkt (iv), mające zastosowanie do zleceń pakietowych składających się wyłącznie z instrumentów pochodnych stopy procentowej, o których mowa w sekcji 5 załącznika III do rozporządzenia delegowanego (UE) 2017/583, są następujące:

- zlecenie pakietowe ma nie więcej niż trzy komponenty;
- wszystkie komponenty zlecenia pakietowego należą do tej samej podklasy aktywów, o których mowa w sekcji 5 załącznika III do rozporządzenia delegowanego (UE) 2017/583;
- wszystkie komponenty zlecenia pakietowego są denominowane w tej samej walucie referencyjnej EUR, USD lub GBP;
- w przypadku gdy zlecenie pakietowe składa się ze swapów stóp procentowych, okres zapadalności komponentów tego zlecenia pakietowego wynosi 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 15, 20 lub 30 lat;
- w przypadku gdy zlecenie pakietowe składa się z komponentów będących kontraktami terminowymi typu futures na stopę procentową, komponenty te należą do jednej z poniższych kategorii:
 - kontrakty z terminem wygaśnięcia nieprzekraczającym 6 miesięcy – w przypadku kontraktów terminowych typu futures na stopę procentową opartych na trzymiesięcznej stopie procentowej;
 - kontrakty z terminem wygaśnięcia najbliższym obecnemu terminowi – w przypadku kontraktów terminowych typu futures na stopę procentową opartych na dwu-, pięcio- i dziesięcioletniej stopie procentowej;
- jeżeli zlecenie pakietowe składa się z kontraktów typu futures na obligacje, zlecenie pakietowe zastępuje pozycję w kontrakcie, który wygasa najszybciej, pozycją w kontrakcie o tym samym instrumencie bazowym, wygasającym w kolejnym terminie wygaśnięcia.

Do celów lit. d) uznaje się, że komponent zlecenia pakietowego ma okres zapadalności wynoszący 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 15, 20 lub 30 lat, jeżeli okres między datą rozpoczęcia transakcji, której przedmiotem jest dany kontrakt, a datą wygaśnięcia kontraktu odpowiada jednemu z okresów, o których mowa w lit. d), z przybliżeniem \pm pięć dni.

Artykuł 3

Kryteria właściwe dla danej klasy aktywów mające zastosowanie do zleceń pakietowych składających się wyłącznie z instrumentów pochodnych na akcje

Kryteria właściwe dla danej klasy aktywów, o których mowa w art. 1 lit. b) pkt (iv), mające zastosowanie do zleceń pakietowych składających się wyłącznie z instrumentów pochodnych na akcje, o których mowa w sekcji 6 załącznika III do rozporządzenia delegowanego (UE) 2017/583, są następujące:

- zlecenie pakietowe ma nie więcej niż dwa komponenty;
- wszystkie komponenty zlecenia pakietowego należą do tej samej podklasy aktywów, o których mowa w sekcji 6 załącznika III do rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2017/583;

⁽¹⁾ Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2017/583 z dnia 14 lipca 2016 r. uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 600/2014 w sprawie rynków instrumentów finansowych w odniesieniu do regulacyjnych standardów technicznych dotyczących wymogów w zakresie przejrzystości dla systemów obrotu i firm inwestycyjnych w odniesieniu do obligacji, strukturyzowanych produktów finansowych, uprawnień do emisji oraz instrumentów pochodnych (Dz.U. L 87 z 31.3.2017, s. 229).

⁽²⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 648/2012 z dnia 4 lipca 2012 r. w sprawie instrumentów pochodnych będących przedmiotem obrotu poza rynkiem regulowanym, kontrahentów centralnych i repozytoriów transakcji (Dz.U. L 201 z 27.7.2012, s. 1).

- c) wszystkie komponenty zlecenia pakietowego są denominowane w tej samej walucie referencyjnej EUR, USD lub GBP;
- d) wszystkie komponenty zlecenia pakietowego mają ten sam indeks bazowy;
- e) termin wygaśnięcia wszystkich komponentów zlecenia pakietowego nie przekracza 6 miesięcy;
- f) w przypadku gdy zlecenie pakietowe zawiera opcje, wszystkie opcje mają tę samą datę wygaśnięcia.

Artykuł 4

Kryteria właściwe dla danej klasy aktywów mające zastosowanie do zleceń pakietowych składających się wyłącznie z kredytowych instrumentów pochodnych

Kryteria właściwe dla danej klasy aktywów, o których mowa w art. 1 lit. b) pkt (iv), mające zastosowanie do zleceń pakietowych składających się wyłącznie z kredytowych instrumentów pochodnych, o których mowa w sekcji 9 załącznika III do rozporządzenia delegowanego (UE) 2017/583, są następujące:

- a) zlecenie pakietowe ma nie więcej niż dwa komponenty;
- b) wszystkie komponenty zlecenia pakietowego to indeksowane swapy ryzyka kredytowego, o których mowa w sekcji 9 załącznika III do rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2017/583;
- c) wszystkie komponenty zlecenia pakietowego są denominowane w tej samej walucie referencyjnej EUR lub USD;
- d) wszystkie komponenty zlecenia pakietowego mają ten sam indeks bazowy;
- e) okres zapadalności wszystkich komponentów zlecenia pakietowego wynosi 5 lat;
- f) zlecenie pakietowe zastępuje pozycję w ostatniej wersji serii indeksu (indeks o statusie „off-the-run”, bezpośrednio poprzedzający bieżącą wersję indeksu) pozycją w najnowszej, bieżącej wersji indeksu (indeks o statusie „on-the-run”).

Artykuł 5

Kryteria właściwe dla danej klasy aktywów mające zastosowanie do zleceń pakietowych składających się wyłącznie z towarowych instrumentów pochodnych

Kryteria właściwe dla danej klasy aktywów, o których mowa w art. 1 lit. b) pkt (iv), mające zastosowanie do zleceń pakietowych składających się wyłącznie z towarowych instrumentów pochodnych, o których mowa w sekcji 7 załącznika III do rozporządzenia delegowanego (UE) 2017/583, są następujące:

- a) zlecenie pakietowe ma nie więcej niż dwa komponenty;
- b) wszystkie komponenty zlecenia pakietowego to towarowe instrumenty pochodne o charakterze kontraktów terminowych typu futures, o których mowa w sekcji 7 załącznika III do rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2017/583;
- c) wszystkie komponenty zlecenia pakietowego mają ten sam towar jako instrument bazowy, określony na najwyższym poziomie szczegółowości, jak wskazano w tabeli 2 w załączniku do rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2017/585⁽¹⁾;
- d) wszystkie komponenty zlecenia pakietowego są denominowane w tej samej walucie referencyjnej EUR, USD lub GBP;
- e) zlecenie pakietowe zastępuje pozycję w kontrakcie, który wygasa najszybciej, pozycją w kontrakcie wygasającym w kolejnym terminie wygaśnięcia.

Artykuł 6

Wejście w życie i stosowanie

Niniejsze rozporządzenie wchodzi w życie dwudziestego dnia po jego opublikowaniu w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej*.

Niniejsze rozporządzenie stosuje się od dnia 3 stycznia 2018 r.

⁽¹⁾ Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2017/585 z dnia 14 lipca 2016 r. uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 600/2014 w odniesieniu do regulacyjnych standardów technicznych dotyczących norm i formatów danych dla danych referencyjnych instrumentów finansowych i środków technicznych dotyczących uzgodnień, jakie zostaną dokonane pomiędzy Europejskim Urzędem Nadzoru Giełd i Papierów Wartościowych i właściwymi organami (Dz.U. L 87 z 31.3.2017, s. 368).

Niniejsze rozporządzenie wiąże w całości i jest bezpośrednio stosowane we wszystkich państwach członkowskich.

Sporządzono w Brukseli dnia 14 sierpnia 2017 r.

W imieniu Komisji
Jean-Claude JUNCKER
Przewodniczący

ROZPORZĄDZENIE KOMISJI (UE) 2017/2195
z dnia 23 listopada 2017 r.
ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania
(Tekst mający znaczenie dla EOG)

KOMISJA EUROPEJSKA,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej,

uwzględniając rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 ⁽¹⁾, w szczególności jego art. 18 ust. 3 lit. b) i d) oraz art. 18 ust. 5,

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) W pełni operacyjny i wzajemnie połączony wewnętrzny rynek energii ma zasadnicze znaczenie dla utrzymania bezpieczeństwa dostaw energii, zwiększenia konkurencyjności oraz zapewnienia wszystkim konsumentom możliwości nabywania energii po przystępnych cenach.
- (2) Dobrze funkcjonujący rynek wewnętrzny energii elektrycznej powinien zapewniać producentom właściwe zachęty do inwestowania w nowe moce wytwórcze, w tym w energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii, ze szczególnym uwzględnieniem państw członkowskich i regionów o najmniejszej liczbie połączeń międzysystemowych w obrębie unijnego rynku energii. Dobrze funkcjonujący rynek powinien również zapewniać konsumentom odpowiednie środki wspierające bardziej efektywne zużycie energii, czego warunkiem wstępnym jest bezpieczeństwo dostaw energii.
- (3) Rozporządzeniem (WE) nr 714/2009 ustanowiono niedyskryminujące przepisy dotyczące warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej oraz w szczególności ustanowiono przepisy dotyczące alokacji zdolności przesyłowych w odniesieniu do połączeń międzysystemowych i systemów przesyłowych mających wpływ na transgraniczne przepływy energii elektrycznej. W celu stworzenia prawdziwie zintegrowanego rynku energii elektrycznej oraz zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu należy opracować skuteczne przepisy dotyczące bilansowania, aby zachęcić uczestników rynku do przyczynienia się do rozwiązania braków systemowych, za które są oni odpowiedzialni. Konieczne jest w szczególności ustanowienie przepisów odnoszących się do aspektów technicznych i operacyjnych bilansowania systemu oraz do obrotu energią. Przepisy te powinny obejmować przepisy dotyczące rezerwy mocy w odniesieniu do systemu.
- (4) Rozporządzeniem Komisji (UE) 2017/1485 ⁽²⁾ ustanowiono zharmonizowane przepisy dotyczące pracy systemu mające zastosowanie do operatorów systemów przesyłowych („OSP”), regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa, operatorów systemów dystrybucyjnych („OSD”) oraz znaczących użytkowników sieci. Określono w nim poszczególne krytyczne stany systemu (stan normalny, stan alarmowy, stan zagrożenia, stan zaniku zasilania i stan odbudowy systemu). Wspomniane rozporządzenie określa również wymogi i zasady służące utrzymaniu bezpieczeństwa pracy systemu w całej Unii oraz ma na celu promowanie koordynacji wymogów i zasad regulacji mocy i częstotliwości oraz rezerw w całej Unii.
- (5) Niniejsze rozporządzenie ustanawia obejmujące całą UE przepisy techniczne, operacyjne i rynkowe służące zarządzaniu funkcjonowaniem rynków bilansujących. Określa ono przepisy dotyczące zakupu mocy bilansującej, aktywacji energii bilansującej oraz rozliczeń finansowych podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie. W niniejszym rozporządzeniu nakłada się także wymóg opracowania zharmonizowanych metod alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych na potrzeby bilansowania. Tego rodzaju przepisy zwiększą płynność na rynkach krótkoterminowych poprzez umożliwienie zwiększenia handlu transgranicznego oraz bardziej efektywne wykorzystanie istniejącej sieci na potrzeby energii bilansującej. Ponieważ konkurowanie w ramach ofert energii bilansującej będzie się odbywać na platformach bilansujących obejmujących całą UE, to będzie ono wywierać pozytywny wpływ na konkurencję.
- (6) Niniejsze rozporządzenie ma na celu zapewnienie optymalnego zarządzania europejskim systemem przesyłowym energii elektrycznej i jego skoordynowanej pracy, przy jednoczesnym wsparciu realizacji unijnych celów dotyczących wzrostu udziału produkcji energii ze źródeł odnawialnych, a także zapewnieniu korzyści klientom. OSP, w razie potrzeby działający z OSD, powinni odpowiadać za organizację europejskich rynków bilansujących i dążyć do ich zintegrowania, w jak najsukuteczniejszy sposób utrzymując zbilansowanie systemu. W tym celu OSP powinni ściśle współpracować ze sobą oraz z OSD, w jak największym stopniu koordynując prowadzone działania, aby dostarczyć sprawny system elektroenergetyczny we wszystkich regionach i na wszystkich poziomach napięcia, nie naruszając przepisów prawa konkurencji.

⁽¹⁾ Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 15.

⁽²⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz.U. L 220 z 25.8.2017, s. 1).

- (7) OSP powinni móc przekazywać osobie trzeciej całość lub część dowolnych zadań wynikających z niniejszego rozporządzenia. Przekazujący OSP powinien być nadal odpowiedzialny za zapewnienie wypełnienia obowiązków określonych w niniejszym rozporządzeniu. Analogicznie państwa członkowskie powinny móc powierzać osobie trzeciej zadania i obowiązki wynikające z niniejszego rozporządzenia. Takie powierzenie należy ograniczyć do zadań i obowiązków realizowanych na szczeblu krajowym (np. rozliczania niezbilansowania). Ograniczenia powierzenia nie powinny powodować zbędnych zmian obowiązujących rozwiązań krajowych. OSP powinni jednak pozostać odpowiedzialni za zadania powierzone im na podstawie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE⁽¹⁾, opracowywanie ogólnoeuropejskich metod oraz wdrażanie i działanie platform rynku bilansującego. W przypadku gdy w państwie członkowskim osoba trzecia posiada wiedzę fachową i doświadczenie w zakresie prowadzenia rozliczania niezbilansowania, OSP danego państwa członkowskiego może zwrócić się do pozostałych OSP i ENTSO-E o wyrażenie zgody na pomoc takiej osoby trzeciej przy opracowywaniu propozycji. Jednak odpowiedzialność za opracowanie propozycji spoczywa nadal na OSP państwa członkowskiego w powiązaniu z wszystkimi pozostałymi OSP i nie można jej przenieść na osobę trzecią.
- (8) Przepisy określające rolę dostawców usług bilansujących oraz rolę podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie zapewniają sprawiedliwe, przejrzyste i niedyskryminujące podejście. Ponadto w przepisach dotyczących warunków związanych z bilansowaniem określono zasady i role, zgodnie z którymi będą się odbywać działania bilansujące regulowane niniejszym rozporządzeniem, oraz zapewniono odpowiednią konkurencję w oparciu o równe szanse między uczestnikami rynku, w tym między zagregowanymi instalacjami odbiorczymi oraz aktywami znajdującymi się na poziomie dystrybucji.
- (9) Każdy dostawca usług bilansujących, który zamierza dostarczać energię bilansującą lub moc bilansującą, powinien pomyślnie przejść proces kwalifikacji określony przez OSP, w razie potrzeby w ścisłej współpracy z OSD.
- (10) Ustanowienie wspólnych europejskich platform zarządzania procesem kompensowania niezbilansowań oraz umożliwienie wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości i rezerw zastępczych powinno przyczynić się do ułatwienia integracji rynków energii bilansującej. Współpraca między OSP powinna być ściśle ograniczona do działań koniecznych do skutecznego i bezpiecznego opracowania, wdrożenia i funkcjonowania tych europejskich platform.
- (11) Platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości i rezerw zastępczych powinny stosować model obejmujący listy rankingowe w celu zapewnienia efektywnej pod względem kosztów aktywacji ofert. Jedynie w przypadku gdy analiza kosztów i korzyści przeprowadzona przez OSP wykaże, że model dla platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z automatyczną aktywacją powinien zostać zmieniony, należy zapewnić OSP możliwość wdrożenia i uruchomienia platformy opartej na innym modelu.
- (12) Integracja rynków energii bilansującej powinna ułatwić sprawne funkcjonowanie rynku dnia bieżącego, aby zapewnić uczestnikom rynku możliwość zbilansowania siebie w czasie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego. Tylko niezbilansowania pozostałe po zakończeniu rynku dnia bieżącego powinny zostać zbilansowane przez OSP za pośrednictwem rynku bilansującego. Zharmonizowanie okresu rozliczania niezbilansowania do 15 minut w Europie powinno zapewnić wsparcie obrotu energią na rynkach dnia bieżącego oraz wzmocnić rozwój szeregu produktów handlowych o takim samym terminie dostawy.
- (13) Aby umożliwić wymianę usług bilansujących, tworzenie list rankingowych oraz zapewnienie odpowiedniej płynności na rynku bilansującym, konieczne jest uregulowanie standaryzacji produktów bilansujących. W niniejszym rozporządzeniu wymieniono minimalny zestaw standardowych i dodatkowych cech definiujących produkty standardowe.
- (14) Metoda wyceny produktów standardowych energii bilansującej powinna umożliwić stworzenie pozytywnych zachęt dla uczestników rynku w zakresie utrzymania lub pomocy w przywracaniu zbilansowania systemu w ramach ich obszaru obowiązywania ceny niezbilansowania, zmniejszenia niezbilansowania systemu i kosztów ponoszonych przez społeczeństwo. Takie podejście do wyceny powinno prowadzić do efektywnego ekonomicznie wykorzystania usług zarządzania stroną popytową oraz innych środków bilansujących z uwzględnieniem warunków bezpiecznej pracy systemu. Metoda wyceny stosowana przy nabywaniu mocy bilansującej powinna dążyć do efektywnego ekonomicznie wykorzystania usług zarządzania stroną popytową oraz innych środków bilansujących z uwzględnieniem warunków bezpiecznej pracy systemu.
- (15) Aby umożliwić OSP zakup i wykorzystanie mocy bilansującej w sposób efektywny, ekonomiczny i rynkowy, konieczne jest wspieranie integracji rynkowej. W związku z tym niniejszym rozporządzeniem ustanowiono trzy metody, za pomocą których OSP mogą przydzielać międzyobszarowe zdolności przesyłowe na potrzeby wymiany mocy bilansującej oraz współdzielenia rezerw, w przypadku gdy zostało to uzasadnione analizą kosztów i korzyści: proces kooptymalizacji, proces alokacji rynkowej oraz alokację w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej. Kooptymalizacja alokacji powinna być przeprowadzona w trybie dnia następnego,

(¹) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 55).

natomiast proces alokacji rynkowej może być przeprowadzany w przypadku, gdy kontraktowanie odbywa się nie wcześniej niż tydzień przed dostarczeniem mocy bilansującej, a alokacja w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej może być przeprowadzana w przypadku, gdy kontraktowanie odbywa się wcześniej niż tydzień przed dostarczeniem mocy bilansującej, pod warunkiem że przydzielone wolumeny są ograniczone, a ocenę przeprowadza się co roku.

- (16) Po zatwierdzeniu przez właściwe organy regulacyjne procesu alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych może nastąpić wcześniejsze stosowanie metody przez dwóch lub więcej OSP w celu zgromadzenia doświadczeń i umożliwienia jej sprawnego zastosowania przez innych OSP w przyszłości. Stosowanie takiej metody, jeżeli ona występuje, powinno być jednak skoordynowane przez wszystkich OSP w celu wspierania integracji rynkowej.
- (17) Ogólnym celem rozliczania niezbilansowania jest zapewnienie, aby podmioty odpowiedzialne za bilansowanie skutecznie wspierały zbilansowanie systemu, oraz zachęcanie uczestników rynku do utrzymywania zbilansowania systemu lub udzielania pomocy przy jego przywróceniu. W niniejszym rozporządzeniu określono przepisy dotyczące rozliczania niezbilansowania, zapewniając, aby opierały się one na zasadach niedyskryminacji, sprawiedliwości, obiektywności i przejrzystości. Aby przygotować rynki bilansujące oraz ogólny system energetyczny do zintegrowania rosnących udziałów odnawialnych źródeł energii o nieprzewidywalnej charakterystyce produkcji, ceny niezbilansowania powinny odzwierciedlać wartość energii w czasie rzeczywistym.
- (18) W niniejszym rozporządzeniu należy ustanowić procedurę przyznawania OSP tymczasowych odstępstw od stosowania określonych przepisów, aby uwzględnić okoliczności, w których wyjątkowo zgodność z tymi przepisami może, na przykład, stanowić zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy systemu lub powodować przedwczesną wymianę infrastruktury inteligentnych sieci energetycznych.
- (19) Zgodnie z art. 8 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 ⁽¹⁾ Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki („Agencja”) powinna podjąć decyzję w przypadku, gdy właściwe organy regulacyjne nie są w stanie osiągnąć porozumienia w sprawie wspólnych warunków lub metod.
- (20) W celu przyjęcia w przejrzysty i partycypacyjny sposób skutecznych przepisów określonych z zachowaniem zasady równowagi i proporcjonalności niniejsze rozporządzenie zostało opracowane w ścisłej współpracy z Agencją, ENTSO energii elektrycznej („ENTSO-E”) i zainteresowanymi stronami. Zgodnie z art. 18 ust. 3 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 Komisja będzie konsultować się z Agencją, ENTSO-E oraz innymi zainteresowanymi stronami, zanim zaproponuje jakiegokolwiek zmiany do niniejszego rozporządzenia.
- (21) Środki przewidziane w niniejszym rozporządzeniu są zgodne z opinią komitetu, o którym mowa w art. 23 ust. 1 rozporządzenia (WE) nr 714/2009,

PRZYJMUJE NINIEJSZE ROZPORZĄDZENIE:

TYTUŁ I

PRZEPISY OGÓLNE

Artykuł 1

Przedmiot i zakres stosowania

1. W niniejszym rozporządzeniu określa się szczegółowe wytyczne w sprawie bilansowania, w tym ustanawia się wspólne zasady zakupu i rozliczenia rezerw utrzymania częstotliwości, rezerw odbudowy częstotliwości oraz rezerw zastępczych, a także wspólne metody aktywacji rezerw odbudowy częstotliwości oraz rezerw zastępczych.
2. Niniejsze rozporządzenie ma zastosowanie do operatorów systemów przesyłowych („OSP”), operatorów systemów dystrybucyjnych („OSD”), w tym zamkniętych systemów dystrybucyjnych, organów regulacyjnych, Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki („Agencja”), europejskiej sieci operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej („ENTSO-E”), osób trzecich, którym przekazano lub powierzono obowiązki, oraz innych uczestników rynku.
3. Niniejsze rozporządzenie ma zastosowanie do wszystkich systemów przesyłowych i połączeń międzysystemowych w Unii, z wyjątkiem systemów przesyłowych na wyspach, które nie są połączone z innymi systemami przesyłowymi za pomocą połączeń międzysystemowych.
4. Jeżeli w danym państwie członkowskim działa więcej niż jeden OSP, niniejsze rozporządzenie ma zastosowanie do wszystkich OSP w danym państwie członkowskim. Jeżeli OSP nie pełni funkcji, która pociąga za sobą zobowiązanie wynikające z niniejszego rozporządzenia lub większą ich liczbę, państwa członkowskie mogą postanowić, że odpowiedzialność za wypełnienie tych zobowiązań spoczywa na jednym określonym OSP lub większej ich liczbie.

⁽¹⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 1).

5. W przypadku gdy w skład obszaru regulacyjnego mocy i częstotliwości (obszaru LFC) wchodzi co najmniej dwóch OSP, wszyscy OSP danego obszaru LFC mogą zdecydować, pod warunkiem zatwierdzenia przez właściwe organy regulacyjne, o realizowaniu jednego lub więcej obowiązków określonych w niniejszym rozporządzeniu w skoordynowany sposób dla wszystkich obszarów grafików danego obszaru LFC.
6. Europejskie platformy wymiany standardowych produktów energii bilansującej mogą być otwarte dla OSP prowadzących działalność w Szwajcarii, pod warunkiem że w prawie krajowym tego państwa wdrożone zostały najważniejsze unijne przepisy dotyczące rynku energii elektrycznej i zawarto międzyrządowe porozumienie w sprawie współpracy w zakresie energii elektrycznej między UE a Szwajcarią lub jeśli pominięcie Szwajcarii może spowodować nieplanowane fizyczne przepływy mocy przez Szwajcarię zagrażające bezpieczeństwu systemu w regionie.
7. Z zastrzeżeniem spełnienia przez Szwajcarię warunków określonych w ust. 6, o udziale tego państwa w europejskich platformach wymiany produktów standardowych energii bilansującej decyduje Komisja na podstawie opinii wydanej przez Agencję i wszystkich OSP zgodnie z procedurami określonymi w art. 4 ust. 3. Prawa i obowiązki szwajcarskich OSP muszą być spójne z prawami i obowiązkami OSP działających na terytorium Unii, by umożliwić sprawne funkcjonowanie wspomnianego rynku bilansującego na szczeblu unijnym, a także aby zapewnić równe szanse wszystkim zainteresowanym stronom.
8. Niniejsze rozporządzenie ma zastosowanie do wszystkich stanów systemów określonych w art. 18 rozporządzenia (UE) 2017/1485.

Artykuł 2

Definicje

Do celów niniejszego rozporządzenia zastosowanie mają definicje zawarte w art. 2 dyrektywy 2009/72/WE, art. 2 rozporządzenia (WE) nr 714/2009, art. 2 rozporządzenia Komisji (UE) nr 543/2013⁽¹⁾, art. 2 rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222⁽²⁾, art. 2 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631⁽³⁾, art. 2 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388⁽⁴⁾, art. 2 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1447⁽⁵⁾, art. 2 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1719⁽⁶⁾, art. 3 rozporządzenia (UE) 2017/1485 oraz art. 3 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196⁽⁷⁾.

Stosuje się również następujące definicje:

- 1) „bilansowanie” oznacza wszelkie działania i procesy, we wszystkich horyzontach czasowych, w których OSP zapewniają w sposób ciągły utrzymanie częstotliwości systemu we wstępnie określonym zakresie stabilności, jak określono w art. 127 rozporządzenia (UE) 2017/1485, oraz zgodność z ilością rezerw koniecznych w odniesieniu do wymaganej jakości, jak określono w części IV tytułu V, VI i VII rozporządzenia (UE) 2017/1485;
- 2) „rynek bilansujący” oznacza wszystkie ustalenia instytucjonalne, handlowe i operacyjne ustanawiające rynkowe zarządzanie bilansowaniem;
- 3) „usługi bilansujące” oznaczają albo energię bilansującą lub moc bilansującą, albo oba te elementy;
- 4) „energia bilansująca” oznacza energię wykorzystywaną przez OSP do celów bilansowania systemu dostarczoną przez dostawcę usług bilansujących;
- 5) „moc bilansująca” oznacza wolumen rezerwy mocy, na którego utrzymanie zgodził się dostawca usług bilansujących oraz w odniesieniu do którego dostawca usług bilansujących zgodził się złożyć OSP oferty na odpowiedni wolumen energii bilansującej przez cały okres obowiązywania umowy;

⁽¹⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) nr 543/2013 z dnia 14 czerwca 2013 r. w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej, zmieniające załącznik I do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 (Dz.U. L 163 z 15.6.2013, s. 1).

⁽²⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz.U. L 197 z 25.7.2015, s. 24).

⁽³⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz.U. L 112 z 27.4.2016, s. 1).

⁽⁴⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz.U. L 223 z 18.8.2016, s. 10).

⁽⁵⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz.U. L 241 z 8.9.2016, s. 1).

⁽⁶⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz.U. L 259 z 27.9.2016, s. 42).

⁽⁷⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (zob. s. 54 niniejszego Dziennika Urzędowego).

- 6) „dostawca usług bilansujących” oznacza uczestnika rynku z jednostkami zapewniającymi rezerwę lub grupami zapewniającymi rezerwę, który może świadczyć usługi bilansujące na rzecz OSP;
- 7) „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie” oznacza uczestnika rynku lub wybranego przez niego przedstawiciela odpowiedzialnego za jego niezbilansowania;
- 8) „niezbilansowanie” oznacza wolumen energii obliczony dla podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie oraz odpowiadający różnicy między przydzielonym wolumenem przypisanym do tego podmiotu a końcową pozycją bilansową tego podmiotu, uwzględniając wszelkie korekty niezbilansowania zastosowane w przypadku tego podmiotu w danym okresie rozliczania niezbilansowania;
- 9) „rozliczanie niezbilansowania” oznacza mechanizm rozliczenia finansowego mającego na celu pobieranie opłat od podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie z tytułu ich niezbilansowań lub dokonywanie opłat na ich rzecz z tego tytułu;
- 10) „okres rozliczania niezbilansowania” oznacza jednostkę czasu, w odniesieniu do której oblicza się niezbilansowanie podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie;
- 11) „obszar niezbilansowania” oznacza obszar, dla którego oblicza się niezbilansowanie;
- 12) „cena niezbilansowania” oznacza cenę – o wartości dodatniej, ujemnej lub zerowej – w poszczególnych okresach rozliczania niezbilansowania w zakresie niezbilansowania w każdą stronę;
- 13) „obszar obowiązywania ceny niezbilansowania” oznacza obszar, dla którego oblicza się cenę niezbilansowania;
- 14) „korekta niezbilansowania” oznacza wolumen energii odpowiadający energii bilansującej dostarczonej przez dostawcę usług bilansujących, stosowany przez OSP przyłączającego w danym okresie rozliczania niezbilansowania do stosownych podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie; wolumen ten wykorzystuje się do obliczania niezbilansowania tych podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie;
- 15) „przydzielony wolumen” oznacza wolumen energii fizycznie wprowadzony do systemu lub z niego pobrany i przypisany do danego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie na potrzeby obliczenia niezbilansowania tego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie;
- 16) „pozycja bilansowa” oznacza zadeklarowany wolumen energii danego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie wykorzystywany do obliczania jego niezbilansowania;
- 17) „model samodzielnego dysponowania” oznacza model grafikowania i model sterowania ruchem sieciowym, w którym grafiki wytwarzania i grafiki zużycia energii, a także sterowanie ruchem sieciowym zakładów wytwarzania energii oraz instalacji odbiorczych są ustalane przez podmioty ds. opracowywania grafików tych zakładów lub instalacji;
- 18) „model centralnego dysponowania” oznacza model grafikowania i model sterowania ruchem sieciowym, w którym grafiki wytwarzania i grafiki zużycia energii, a także sterowanie ruchem sieciowym zakładów wytwarzania energii oraz instalacji odbiorczych w odniesieniu do podmiotów podlegających centralnemu dysponowaniu są ustalane przez OSP w ramach zintegrowanego procesu grafikowania;
- 19) „zintegrowany proces grafikowania” oznacza iteracyjny proces z wykorzystaniem co najmniej ofert zintegrowanego procesu grafikowania zawierających dane handlowe, złożone dane techniczne poszczególnych zakładów wytwarzania energii lub instalacji odbiorczych, uwzględniający wprost charakterystykę rozruchu, najnowszą analizę wystarczalności obszaru regulacyjnego oraz granice bezpieczeństwa pracy systemu jako dane wejściowe do tego proces;
- 20) „czas zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania” oznacza moment, od którego nie zezwala się już na złożenie ani aktualizację ofert dotyczących zintegrowanego procesu grafikowania dla danych iteracji zintegrowanego procesu grafikowania;
- 21) „model OSP-OSP” oznacza model wymiany usług bilansujących, w którym dostawca usług bilansujących świadczy usługi bilansujące na rzecz swojego OSP przyłączającego, który to OSP świadczy następnie te usługi bilansujące na rzecz wnioskującego OSP;
- 22) „OSP przyłączający” oznacza OSP obsługującego obszar grafikowy, na którym dostawcy usług bilansujących oraz podmioty odpowiedzialne za bilansowanie podlegają warunkom bilansowania;
- 23) „wymiana usług bilansujących” oznacza albo wymianę energii bilansującej lub wymianę mocy bilansującej, albo oba te elementy;
- 24) „wymiana energii bilansującej” oznacza aktywację ofert energii bilansującej w celu dostawy energii bilansującej danemu OSP obsługującemu inny obszar grafikowy niż ten, na którym przyłączony jest dostawca usług bilansujących;

- 25) „wymiana mocy bilansującej” oznacza dostarczenie mocy bilansującej do danego OSP na innym obszarze graficznym niż ten, na którym przyłączony jest dostawca zakupionych usług bilansujących;
- 26) „przekazanie mocy bilansującej” oznacza przekazanie mocy bilansującej od dostawcy pierwotnie zakontraktowanych usług bilansujących do innego dostawcy usług bilansujących;
- 27) „czas zamknięcia bramki dla energii bilansującej” oznacza moment, od którego nie zezwala się już na złożenie ani aktualizację oferty energii bilansującej dotyczącej produktu standardowego na liście rankingowej;
- 28) „produkt standardowy” oznacza dany zharmonizowany produkt bilansujący ustalony przez wszystkich OSP do celów wymiany usług bilansujących;
- 29) „okres przygotowawczy” oznacza okres między wysłaniem polecenia przez OSP przyłączającego w przypadku modelu OSP-OSP lub przez OSP zamawiającego usługi w przypadku modelu OSP-DUB a rozpoczęciem okresu rampowania;
- 30) „czas pełnej aktywacji” oznacza okres między wysłaniem polecenia aktywacji przez OSP przyłączającego w przypadku modelu OSP-OSP lub przez OSP zamawiającego usługi w przypadku modelu OSP-DUB a odpowiadającą mu pełną aktywacją powiązanego produktu;
- 31) „okres dezaktywacji” oznacza okres przeznaczony na rampowanie od pełnej dostawy do wartości zadanej albo od pełnej redukcji z powrotem do wartości zadanej;
- 32) „okres dostawy” oznacza okres dostawy, w trakcie którego dostawca usług bilansujących dokonuje pełnej wnioskowanej zmiany mocy elektrycznej wprowadzanej do systemu albo pełnej wnioskowanej zmiany mocy elektrycznej wycofywanej z systemu;
- 33) „okres ważności” oznacza okres, gdy oferta dotycząca energii bilansującej złożona przez dostawcę usług bilansujących może zostać aktywowana i z zachowaniem pełnej charakterystyki danego produktu. Okres ważności jest określany przez termin rozpoczęcia i termin zakończenia;
- 34) „tryb aktywacji” oznacza tryb aktywacji ofert dotyczących energii bilansującej, który może być nieautomatyczny lub automatyczny w zależności od tego, czy energia bilansująca jest uruchamiana przez danego operatora w sposób nieautomatyczny, czy w sposób automatyczny w trybie pętli zamkniętej;
- 35) „podzielność” oznacza możliwość wykorzystania przez OSP tylko części ofert dotyczących energii bilansującej lub ofert dotyczących mocy bilansującej złożonych przez dostawcę usług bilansujących – pod względem wolumenu aktywowanej mocy lub okresu trwania;
- 36) „produkt specyficzny” oznacza produkt inny niż produkt standardowy;
- 37) „lista rankingowa” oznacza wykaz ofert dotyczących energii bilansującej ułożony według cen tych ofert i wykorzystywany do aktywacji tych ofert;
- 38) „czas zamknięcia bramki dla złożenia oferty dotyczącej energii elektrycznej przez OSP” oznacza najpóźniejszy moment, w którym OSP przyłączający może przekazać oferty dotyczące energii bilansującej otrzymane od dostawcy usług bilansujących do funkcji optymalizacji aktywacji;
- 39) „funkcja optymalizacji aktywacji” oznacza funkcję algorytmu stosowanego do zoptymalizowania aktywacji ofert dotyczących energii bilansującej;
- 40) „funkcja procesu kompensowania niezbilansowań” oznacza rolę zarządzania algorytmem stosowanym do zarządzania procesem kompensowania niezbilansowań;
- 41) „funkcja rozliczania OSP-OSP” oznacza funkcję rozliczania procesów współpracy między OSP;
- 42) „funkcja optymalizacji zakupu rezerw mocy” oznacza funkcję zarządzania algorytmem optymalizacji zakupu mocy bilansującej dla OSP wymieniających moc bilansującą;
- 43) „model OSP-DUB” oznacza model wymiany usług bilansujących, w którym dostawca usług bilansujących świadczy usługi bilansujące bezpośrednio na rzecz OSP zamawiającego usługi, który to OSP świadczy następnie te usługi bilansujące na rzecz wnioskującego OSP;
- 44) „OSP zamawiający usługi” oznacza OSP, który ma umowę na usługi bilansujące z dostawcą usług bilansujących w innym obszarze graficznym;
- 45) „wnioskujący OSP” oznacza OSP, który wnioskuje o dostawę energii bilansującej.

Artykuł 3

Cele i aspekty regulacyjne

1. Celem niniejszego rozporządzenia jest:
 - a) wzmocnienie efektywnej konkurencji, niedyskryminacji oraz przejrzystości na rynkach bilansujących;
 - b) zwiększenie efektywności bilansowania, a także efektywności europejskich i krajowych rynków bilansujących;
 - c) zintegrowanie rynków bilansujących i promowanie możliwości wymian usług bilansujących przy jednoczesnym przyczynianiu się do bezpieczeństwa pracy systemu;
 - d) przyczynienie się do efektywnej, długofalowej pracy i rozwoju systemu przesyłowego energii elektrycznej i sektora energii elektrycznej w Unii przy jednoczesnym ułatwianiu efektywnego i spójnego funkcjonowania rynków dnia następnego, rynków dnia bieżącego oraz rynków bilansujących;
 - e) zapewnienie możliwości sprawiedliwego, obiektywnego, przejrzystego i rynkowego zakupu usług bilansujących, a także, aby przy takim zakupie unikano nadmiernych barier dla nowych instalacji i wzmacniano płynność rynków bilansujących, zapobiegając jednocześnie niepotrzebnym zakłóceniom na rynku wewnętrznym energii elektrycznej;
 - f) ułatwienie udziału usług zarządzania stroną popytową, w tym zagregowanych instalacji odbiorczych oraz magazynów energii, przy jednoczesnym zapewnieniu im równych szans w konkurencji z innymi usługami bilansującymi, a w razie potrzeby zapewnieniu im możliwości niezależnego działania przy obsłudze pojedynczej instalacji odbiorczej;
 - g) ułatwienie udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz wspieranie osiągnięcia celu Unii Europejskiej dotyczącego wzrostu udziału produkcji energii ze źródeł odnawialnych.
2. Stosując niniejsze rozporządzenie, państwa członkowskie, właściwe organy regulacyjne oraz operatorzy systemów:
 - a) stosują zasady proporcjonalności i niedyskryminacji;
 - b) zapewniają przejrzystość;
 - c) stosują zasadę równowagi pomiędzy najwyższą całkowitą efektywnością i najniższymi kosztami ogólnymi dla wszystkich zainteresowanych stron;
 - d) zapewniają, aby OSP korzystali, na ile jest to możliwe, z mechanizmów rynkowych w celu zagwarantowania bezpieczeństwa i stabilności sieci;
 - e) zapewniają, aby rozwój rynku terminowego, rynku dnia następnego oraz rynku dnia bieżącego nie był zagrożony;
 - f) respektują powierzoną właściwemu OSP odpowiedzialność za zapewnienie bezpieczeństwa systemu, z uwzględnieniem wymogów prawa krajowego;
 - g) konsultują się z właściwymi OSD i uwzględniają potencjalne skutki dla ich systemów;
 - h) uwzględniają uzgodnione normy europejskie i specyfikacje techniczne.

Artykuł 4

Warunki lub metody OSP

1. OSP opracowują warunki lub metody wymagane na podstawie niniejszego rozporządzenia i, w odpowiednich terminach określonych w niniejszym rozporządzeniu, przedkładają je właściwym organom regulacyjnym do zatwierdzenia zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE.
2. W przypadku gdy propozycja dotycząca ustanowienia warunków lub metod na podstawie niniejszego rozporządzenia musi zostać opracowana i zatwierdzona przez więcej niż jednego OSP, uczestniczący OSP ściśle współpracują ze sobą. OSP, przy wsparciu ENTSO-E, regularnie informują właściwe organy regulacyjne i Agencję o postępach w opracowywaniu tych warunków lub metod.

3. Jeżeli OSP nie osiągną konsensusu przy podejmowaniu decyzji w sprawie propozycji dotyczących ustanowienia warunków lub metod zgodnie z art. 5 ust. 2, podejmują decyzję kwalifikowaną większością głosów. W przypadku propozycji zgodnie z art. 5 ust. 2 większość kwalifikowana oznacza większość:

- a) OSP reprezentujących co najmniej 55 % państw członkowskich; oraz
- b) OSP reprezentujących państwa członkowskie, których liczba mieszkańców stanowi co najmniej 65 % ludności Unii.

Przy podejmowaniu decyzji zgodnie z art. 5 ust. 2 mniejszość blokująca musi obejmować OSP reprezentujących co najmniej cztery państwa członkowskie; w przypadku niespełnienia powyższego warunku uznaje się, że większość kwalifikowana została osiągnięta.

4. Jeżeli odpowiednie regiony leżą na terytoriach więcej niż pięciu państw członkowskich, a OSP nie osiągną konsensusu przy podejmowaniu decyzji w sprawie propozycji dotyczących ustanowienia warunków lub metod zgodnie z art. 5 ust. 3, podejmują decyzję kwalifikowaną większością głosów. W przypadku propozycji zgodnie z art. 5 ust. 3 większość kwalifikowana oznacza większość:

- a) OSP reprezentujących co najmniej 72 % zainteresowanych państw członkowskich; oraz
- b) OSP reprezentujących państwa członkowskie, na których terytorium zamieszkuje co najmniej 65 % ludności obszaru, którego to dotyczy.

Przy podejmowaniu decyzji zgodnie z art. 5 ust. 3 mniejszość blokująca musi obejmować co najmniej minimalną liczbę OSP reprezentujących ponad 35 % ludności uczestniczących państw członkowskich, a także OSP reprezentujących co najmniej jedno dodatkowe państwo członkowskie, którego dotyczy decyzja; w przypadku niespełnienia powyższego warunku uznaje się, że większość kwalifikowana została osiągnięta.

5. Decyzje w sprawie propozycji dotyczących ustanowienia warunków lub metod zgodnie z art. 5 ust. 3 w odniesieniu do regionów obejmujących nie więcej niż pięć państw członkowskich podejmowane są przez OSP w drodze konsensusu.

6. W przypadku decyzji podejmowanych przez OSP na podstawie ust. 3 i 4 każdemu państwu członkowskiemu przysługuje jeden głos. W przypadku występowania na terytorium danego państwa członkowskiego więcej niż jednego OSP państwo członkowskie rozdziela uprawnienia do głosowania wśród OSP.

7. Jeżeli w terminach określonych w niniejszym rozporządzeniu OSP nie przedłożą właściwym organom regulacyjnym propozycji dotyczącej ustanowienia warunków lub metod, przedkładają właściwym organom regulacyjnym i Agencji stosowne projekty warunków lub metod i wyjaśniają, dlaczego nie osiągnięto porozumienia. Agencja powiadamia Komisję, i we współpracy z właściwymi organami regulacyjnymi, na wniosek Komisji bada przyczyny braku porozumienia oraz informuje o nich Komisję. Komisja podejmuje stosowne kroki w celu umożliwienia przyjęcia wymaganych warunków lub metod w terminie czterech miesięcy od daty otrzymania informacji od Agencji.

Artykuł 5

Zatwierdzanie warunków lub metod OSP

1. Każdy właściwy organ regulacyjny zatwierdza zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE warunki lub metody opracowane przez OSP zgodnie z ust. 2, 3 i 4.

2. Propozycje dotyczące poniższych warunków lub metod podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne:

- a) ramy dla ustanowienia europejskich platform zgodnie z art. 20 ust. 1, art. 21 ust. 1 oraz art. 22 ust. 1;
- b) modyfikacje ram dla ustanowienia europejskich platform zgodnie z art. 20 ust. 5 oraz art. 21 ust. 5;
- c) produkty standardowe mocy bilansującej zgodnie z art. 25 ust. 2;
- d) metoda klasyfikacji na potrzeby określenia celu aktywacji ofert energii bilansującej zgodnie z art. 29 ust. 3;
- e) ocena potencjalnego zwiększenia minimalnego wolumenu ofert energii bilansującej, które przekazuje się europejskim platformom zgodnie z art. 29 ust. 11;
- f) metody wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych stosowane na potrzeby wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań zgodnie z art. 30 ust. 1 i 5;
- g) harmonizacja metod procesu alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych do wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw zgodnie z art. 38 ust. 3;

- h) metoda koptymalizacji procesu alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych zgodnie z art. 40 ust. 1;
- i) zasady rozliczenia pomiędzy OSP planowej wymiany energii zgodnie z art. 50 ust. 1;
- j) harmonizacja głównych cech rozliczania niezbilansowań zgodnie z art. 52 ust. 2;

państwo członkowskie może przedstawić odpowiedniemu organowi regulacyjnemu opinię dotyczącą powyższych propozycji.

3. Propozycje dotyczące poniższych warunków lub metod podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne regionu, którego to dotyczy:

- a) w przypadku obszaru geograficznego obejmującego wszystkich OSP przeprowadzających proces zastępowania rezerw zgodnie z częścią IV rozporządzenia (UE) 2017/1485, ramy dla ustanowienia europejskiej platformy rezerw zastępczych zgodnie z art. 19 ust. 1;
- b) w przypadku obszaru geograficznego obejmującego co najmniej dwóch OSP prowadzących wymianę mocy bilansującej lub planujących prowadzenie takiej wymiany – ustanowienie wspólnych i zharmonizowanych zasad oraz wspólnego i zharmonizowanego procesu wymiany i zakupu mocy bilansującej zgodnie z art. 33 ust. 1;
- c) w przypadku obszaru geograficznego obejmującego OSP prowadzących wymianę mocy bilansującej – metody obliczania prawdopodobieństwa w odniesieniu do dostępnych międzyobszarowych zdolności przesyłowych po czasie zamknięcia bramki dla międzyobszarowego rynku dnia bieżącego zgodnie z art. 33 ust. 6;
- d) zwolnienie dla obszaru geograficznego, na którym odbył się zakup mocy bilansującej, z obowiązku umożliwienia dostawcom usług bilansujących przekazywania ich obowiązku dostarczenia mocy bilansującej zgodnie z art. 34 ust. 1;
- e) zastosowanie modelu OSP-DUB na obszarze geograficznym obejmującym co najmniej dwóch OSP zgodnie z art. 35 ust. 1;
- f) metoda wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych dla każdego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z art. 37 ust. 3;
- g) w obszarze geograficznym obejmującym dwóch lub więcej OSP stosowanie procesu alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych do wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw zgodnie z art. 38 ust. 1;
- h) dla każdego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych – metoda procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych zgodnie z art. 41 ust. 1;
- i) dla każdego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych – metoda procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej oraz wykaz wszystkich poszczególnych alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej zgodnie z art. 42 ust. 1 i 5;
- j) w przypadku obszaru geograficznego obejmującego wszystkich OSP prowadzących planową wymianę energii na obszarze synchronicznym – zasady rozliczenia pomiędzy OSP w odniesieniu do planowej wymiany energii zgodnie z art. 50 ust. 3;
- k) w przypadku obszaru geograficznego obejmującego wszystkich asynchronicznie połączonych OSP prowadzących planową wymianę energii – zasady rozliczenia pomiędzy OSP w odniesieniu do planowej wymiany energii zgodnie z art. 50 ust. 4;
- l) w przypadku każdego obszaru synchronicznego – zasady rozliczenia pomiędzy OSP w odniesieniu do nieplanowej wymiany energii zgodnie z art. 51 ust. 1;
- m) w przypadku obszaru geograficznego obejmującego wszystkich asynchronicznie połączonych OSP – zasady rozliczenia pomiędzy OSP w odniesieniu do nieplanowej wymiany energii zgodnie z art. 51 ust. 2;
- n) zwolnienie na poziomie obszaru synchronicznego z harmonizacji okresów rozliczania niezbilansowań zgodnie z art. 53 ust. 2;
- o) w przypadku obszaru geograficznego obejmującego co najmniej dwóch OSP prowadzących wymianę mocy bilansującej – zasady dotyczące algorytmów bilansowania zgodnie z art. 58 ust. 3;

państwo członkowskie może przedstawić odpowiedniemu organowi regulacyjnemu opinię dotyczącą powyższych propozycji.

4. Propozycje dotyczące poniższych warunków lub metod podlegają zatwierdzeniu przez każdy organ regulacyjny każdego z zainteresowanych państw członkowskich w poszczególnych przypadkach:

- a) zwolnienie z obowiązku publikacji informacji o cenach oferowanych w ofertach dotyczących energii bilansującej lub mocy bilansującej w związku z obawą nadużycia na rynku zgodnie z art. 12 ust. 4;
- b) w stosownych przypadkach metoda alokacji kosztów wynikających z działań podjętych przez OSD zgodnie z art. 15 ust. 3;
- c) warunki dotyczące bilansowania zgodnie z art. 18;

- d) definicja i stosowanie produktów specyficznych zgodnie z art. 26 ust. 1;
- e) ograniczenie liczby ofert przekazywanych do europejskich platform zgodnie z art. 29 ust. 10;
- f) zwolnienie z oddzielenia zakupów mocy bilansującej w górę i w dół zgodnie z art. 32 ust. 3;
- g) w stosownych przypadkach, dodatkowy mechanizm rozliczeniowy odrębny od rozliczania niezbilansowań, służący rozliczaniu kosztów zakupu mocy bilansującej, kosztów administracyjnych oraz innych kosztów związanych z bilansowaniem z podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie zgodnie z art. 44 ust. 3;
- h) odstępstwa w odniesieniu do co najmniej jednego przepisu niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 62 ust. 2;
- i) koszty związane z obowiązkami nałożonymi na operatorów systemów lub wyznaczone podmioty trzecie zgodnie z art. 8 ust. 1 niniejszego rozporządzenia.

państwo członkowskie może przedstawić odpowiedniemu organowi regulacyjnemu opinię dotyczącą powyższych propozycji.

5. Propozycja dotycząca ustanowienia warunków lub metod musi obejmować proponowane ramy czasowe ich wdrożenia oraz opis ich przewidywanego wpływu na realizację celów określonych w niniejszym rozporządzeniu. Harmonogram wdrażania nie może przekraczać dwunastu miesięcy od daty zatwierdzenia przez właściwe organy regulacyjne, chyba że wszystkie właściwe organy regulacyjne zgodzą się wydłużyć harmonogram wdrażania lub jeżeli w niniejszym rozporządzeniu przewidziano inne harmonogramy. Propozycje dotyczące ustanowienia warunków lub metod podlegające zatwierdzeniu przez kilka organów regulacyjnych lub wszystkie takie organy przedkłada się jednocześnie Agencji i organom regulacyjnym. Na żądanie właściwych organów regulacyjnych w terminie trzech miesięcy Agencja wydaje opinię na temat propozycji dotyczących ustanowienia warunków lub metod.

6. W przypadku gdy zatwierdzenie warunków lub metod wymaga decyzji więcej niż jednego organu regulacyjnego, właściwe organy regulacyjne konsultują się między sobą, ściśle ze sobą współpracują i koordynują swe stanowiska w celu osiągnięcia porozumienia. W przypadku gdy Agencja wyda opinię, odpowiednie organy regulacyjne uwzględniają taką opinię. Organ regulacyjny podejmuje decyzje w zakresie przedłożonych warunków lub metod zgodnie z ust. 2 i 3 w terminie sześciu miesięcy od dnia otrzymania warunków lub metod przez właściwy organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, przez ostatni właściwy organ regulacyjny, którego to dotyczy.

7. W przypadkach, w których właściwe organy regulacyjne nie osiągną porozumienia w terminie wskazanym w ust. 6, lub na ich wspólny wniosek Agencja przyjmuje decyzję w sprawie przedstawionych propozycji dotyczących ustanowienia warunków lub metod w terminie sześciu miesięcy od złożenia tego wniosku, zgodnie z art. 8 ust. 1 rozporządzenia (WE) nr 713/2009.

8. Każda strona może wnieść przeciwko właściwemu operatorowi systemu lub OSP skargę dotyczącą obowiązków lub decyzji tego operatora systemu lub OSP wynikających z niniejszego rozporządzenia i może skierować taką skargę do właściwego organu regulacyjnego, który, działając jako organ rozjemczy, wydaje decyzję w terminie dwóch miesięcy od otrzymania skargi. Termin ten można przedłużyć o dwa miesiące w przypadku, gdy właściwy organ regulacyjny zażąda dodatkowych informacji. Przedłużony termin można dodatkowo przedłużyć za zgodą strony wnoszącej skargę. Decyzja właściwego organu regulacyjnego jest wiążąca, o ile i dopóki nie zostanie uchylona w drodze odwołania.

Artykuł 6

Zmiany warunków lub metod OSP

1. W przypadku gdy jeden lub większa liczba organów regulacyjnych zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE zażąda wprowadzenia zmiany w celu zatwierdzenia warunków lub metod przedłożonych zgodnie z art. 5 ust. 2, 3 i 4, właściwi OSP przedkładają propozycję dotyczącą zmienionych warunków lub metod do zatwierdzenia w terminie dwóch miesięcy od daty przedstawienia żądania przez właściwe organy regulacyjne. Właściwe organy regulacyjne podejmują decyzję w sprawie zmienionych warunków lub metod w terminie dwóch miesięcy od daty ich przedłożenia.

2. Jeżeli właściwe organy regulacyjne nie będą w stanie osiągnąć porozumienia w zakresie warunków lub metod w terminie dwóch miesięcy lub jeżeli wystąpią one ze wspólnym wnioskiem w tym zakresie, Agencja przyjmuje w terminie sześciu miesięcy decyzję w sprawie zmienionych warunków lub metod zgodnie z art. 8 ust. 1 rozporządzenia (WE) nr 713/2009. Jeżeli OSP, których to dotyczy, nie przedłożą propozycji dotyczącej zmienionych warunków lub metod, zastosowanie ma procedura określona w art. 4.

3. OSP odpowiedzialni za opracowanie propozycji dotyczącej warunków lub metod bądź organy regulacyjne odpowiedzialne za ich przyjęcie zgodnie z art. 5 ust. 2, 3 i 4 mogą złożyć wniosek o zmianę tych warunków lub metod. Wnioski o zmiany warunków lub metod przedkłada się do konsultacji zgodnie z procedurą określoną w art. 10 i zatwierdza zgodnie z procedurą określoną w art. 4 i 5.

*Artykuł 7***Publikacja warunków lub metod w internecie**

OSP odpowiedzialni za ustanowienie warunków lub metod zgodnie z niniejszym rozporządzeniem publikują je w internecie po uzyskaniu zatwierdzenia przez właściwe organy regulacyjne lub, jeżeli takie zatwierdzenie nie jest wymagane, po ich ustanowieniu, chyba że informacje takie uznaje się za poufne zgodnie z art. 11.

*Artykuł 8***Zwrot kosztów**

1. Koszty związane z obowiązkami nałożonymi na operatorów systemów lub wyznaczone podmioty trzecie zgodnie z niniejszym rozporządzeniem są oceniane przez właściwe organy regulacyjne zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE.
2. Koszty uznane za uzasadnione, efektywne i proporcjonalne przez właściwy organ regulacyjny są zwracane za pośrednictwem taryf sieciowych lub innych odpowiednich mechanizmów określonych przez właściwe organy regulacyjne.
3. Na wniosek właściwych organów regulacyjnych operatorzy systemów lub wyznaczone podmioty przedstawiają w terminie trzech miesięcy od daty wniosku informacje niezbędne do ułatwienia oceny poniesionych kosztów.
4. Uczestnicy rynku sami ponoszą wszelkie koszty związane ze spełnieniem wymogów niniejszego rozporządzenia.

*Artykuł 9***Zaangażowanie zainteresowanych stron**

Agencja, w ścisłej współpracy z ENTSO-E, podejmuje działania w celu zaangażowania zainteresowanych stron w rynek bilansujący i w inne aspekty wdrażania niniejszego rozporządzenia. Przedmiotowe zaangażowanie obejmuje regularne spotkania z zainteresowanymi stronami w celu zidentyfikowania problemów i zaproponowania ulepszeń w odniesieniu do integracji rynku bilansującego.

*Artykuł 10***Konsultacje społeczne**

1. OSP odpowiedzialni za przedstawianie propozycji dotyczących ustanowienia warunków lub metod bądź ich zmian zgodnie z niniejszym rozporządzeniem konsultują się z zainteresowanymi stronami, w tym z właściwymi organami każdego państwa członkowskiego, w sprawie projektów propozycji dotyczących ustanowienia warunków lub metod oraz innych środków wykonawczych przez okres co najmniej jednego miesiąca.
2. Konsultacje te trwają co najmniej jeden miesiąc, z wyjątkiem projektów propozycji wynikających z art. 5 ust. 2 lit. a), b), c), d), e), f), g), h) oraz j), w przypadku których konsultacje trwają co najmniej dwa miesiące.
3. Konsultacjom społecznym na szczeblu europejskim podlegają co najmniej propozycje wynikające z art. 5 ust. 2 lit. a), b), c), d), e), f), g), h) oraz j).
4. Konsultacjom społecznym na szczeblu regionu, którego to dotyczy, podlegają co najmniej propozycje wynikające z art. 5 ust. 3 lit. a), b), c), d), e), f), g), h), i), n) oraz o).
5. Konsultacjom społecznym w poszczególnych państwach członkowskich, których to dotyczy, podlegają co najmniej propozycje wynikające z art. 5 ust. 4 lit. a), b), c) d), e), f), g) oraz i).
6. Przed przedłożeniem propozycji dotyczącej ustanowienia warunków lub metod organowi regulacyjnemu do zatwierdzenia OSP odpowiedzialni za propozycję należyte uwzględniają uwagi zainteresowanych stron zgłoszone w ramach konsultacji przeprowadzonych zgodnie z ust. 2–5. We wszystkich przypadkach sporządza się i publikuje w sposób terminowy należyte uzasadnienie przyczyn uwzględnienia lub nieuwzględnienia uwag będących wynikiem konsultacji w złożonym dokumencie, przed publikacją propozycji dotyczącej ustanowienia warunków lub metod lub jednocześnie z taką publikacją.

*Artykuł 11***Obowiązki w zakresie zachowania poufności**

1. Wszelkie informacje poufne otrzymywane, wymieniane lub przekazywane na podstawie niniejszego rozporządzenia podlegają warunkom tajemnicy zawodowej ustanowionym w ust. 2, 3 i 4.

2. Obowiązek zachowania tajemnicy zawodowej ma zastosowanie do każdej osoby objętej przepisami niniejszego rozporządzenia.
3. Informacje poufne, które osoby lub organy regulacyjne, o których mowa w ust. 2, otrzymały w trakcie wykonywania swoich obowiązków, nie mogą zostać ujawnione żadnym innym osobom ani organom, bez uszczerbku dla przypadków objętych prawem krajowym, innymi przepisami niniejszego rozporządzenia bądź innymi stosownymi przepisami prawa unijnego.
4. Bez uszczerbku dla przypadków objętych prawem krajowym lub prawodawstwem unijnym organy regulacyjne, podmioty lub osoby, które otrzymują informacje poufne na podstawie niniejszego rozporządzenia, mogą wykorzystać je wyłącznie w celu wykonywania swoich obowiązków wynikających z niniejszego rozporządzenia, chyba że pierwotny właściciel tych danych udzielił pisemnej zgody na wykorzystanie ich w innym celu.

Artykuł 12

Publikacja informacji

1. Wszystkie podmioty wymienione w art. 1 ust. 2 zapewniają OSP wszystkie odpowiednie informacje w celu spełnienia ich obowiązków określonych w ust. 3–5.
2. Wszystkie podmioty wymienione w art. 1 ust. 2 zapewniają publikację informacji zawartych w ust. 3–5 w takim terminie i w takiej formie, aby nie tworzyć faktycznej lub potencjalnej przewagi konkurencyjnej lub niekorzystnych warunków konkurencji dla żadnych osób fizycznych ani przedsiębiorstw.
3. Każdy OSP publikuje następujące informacje, gdy tylko są dostępne:
 - a) informacje na temat bieżącego zbilansowania systemu w swoim obszarze grafików lub swoich obszarów grafików, jak najszybciej, ale nie później niż z 30-minutowym opóźnieniem w stosunku do czasu rzeczywistego;
 - b) informacje o wszystkich ofertach energii bilansującej ze swojego obszaru grafikowego lub swoich obszarów grafików, w razie potrzeby zanonimizowane, nie później niż 30 min od zakończenia odpowiedniego podstawowego okresu handlowego. Informacje te muszą obejmować:
 - (i) rodzaj produktu;
 - (ii) okres ważności;
 - (iii) oferowane wolumeny;
 - (iv) oferowane ceny;
 - (v) informacje na temat tego, czy dana oferta została zadeklarowana jako niedostępna;
 - c) informacje dotyczące tego, czy dana oferta dotycząca energii bilansującej została przekształcona z produktu specyficznego lub zintegrowanego procesu grafikowania, nie później niż 30 min od zakończenia odpowiedniego podstawowego okresu handlowego;
 - d) informacje odnoszące się do sposobu przekształcenia ofert energii bilansującej z produktów specyficznych lub zintegrowanego procesu grafikowania w oferty energii bilansującej z produktów standardowych nie później niż 30 min od zakończenia odpowiedniego podstawowego okresu handlowego;
 - e) zagregowane informacje na temat ofert energii bilansującej nie później niż 30 min od zakończenia odpowiedniego podstawowego okresu handlowego, które to informacje obejmują:
 - (i) całkowity wolumen złożonych ofert energii bilansującej;
 - (ii) całkowity wolumen złożonych ofert energii bilansującej oddzielnie dla każdego rodzaju rezerwy;
 - (iii) całkowity wolumen złożonych oraz aktywowanych ofert energii bilansującej oddzielnie dla produktów standardowych i produktów specyficznych;
 - (iv) wolumen niedostępnych ofert oddzielnie dla każdego rodzaju rezerwy;
 - f) informacje o oferowanych wolumenach mocy bilansującej, a także o cenach oferowanych za zakup mocy bilansującej, w razie potrzeby zanonimizowane, nie później niż jedną godzinę od momentu powiadomienia oferentów o rezultatach procedury zakupu;
 - g) wstępne warunki dotyczące bilansowania, o których mowa w art. 18, co najmniej jeden miesiąc przed zastosowaniem i wprowadzeniem jakichkolwiek zmian warunków, niezwłocznie po zatwierdzeniu tych warunków przez właściwy organ regulacyjny zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE;

- h) informacje o alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych do wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw zgodnie z art. 38, najpóźniej 24 godziny po przeprowadzeniu tej alokacji i nie później niż 6 godzin przed wykorzystaniem tych przydzielonych międzyobszarowych zdolności przesyłowych:
- (i) datę oraz godzinę podjęcia decyzji o alokacji;
 - (ii) okres alokacji;
 - (iii) przydzielone wolumeny;
 - (iv) wartości rynkowe, w oparciu o które przeprowadzono proces alokacji zgodnie z art. 39;
- i) informacje o wykorzystaniu przydzielonych międzyobszarowych zdolności przesyłowych do wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw zgodnie z art. 38, najpóźniej jeden tydzień po wykorzystaniu tych przydzielonych międzyobszarowych zdolności przesyłowych:
- (i) wolumen przydzielonych i wykorzystanych międzyobszarowych zdolności przesyłowych na dany podstawowy okres handlowy;
 - (ii) wolumen uwolnionych międzyobszarowych zdolności przesyłowych na potrzeby kolejnych przedziałów czasowych na dany podstawowy okres handlowy;
 - (iii) szacunkowe poniesione koszty i odniesione korzyści w wyniku procesu alokacji;
- j) zatwierdzone metody, o których mowa w art. 40, 41 i 42, co najmniej jeden miesiąc przed ich zastosowaniem;
- k) opis wymogów dotyczących każdego opracowanego algorytmu oraz zmian w tym algorytmie, o których mowa w art. 58, co najmniej jeden miesiąc przed ich zastosowaniem;
- l) wspólne sprawozdanie roczne, o którym mowa w art. 59.

4. Z zastrzeżeniem zatwierdzenia zgodnie z art. 18, dany OSP może wstrzymać publikację informacji o oferowanych cenach oraz wolumenach mocy bilansującej lub wolumenach energii bilansującej, jeżeli jest to uzasadnione obawą nadużycia na rynku oraz jeżeli nie wywiera to szkodliwego wpływu na skuteczne funkcjonowanie rynków energii elektrycznej. Dany OSP co najmniej raz w roku zgłasza takie przypadki wstrzymania właściwemu organowi regulacyjnemu zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE.

5. Nie później niż dwa lata od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia każdy OSP publikuje informacje zgodnie z ust. 3 w ogólnie przyjętym, zharmonizowanym formacie przynajmniej na platformie informacyjnej na rzecz przejrzystości ustanowionej na mocy art. 3 rozporządzenia (UE) nr 543/2013. Nie później niż cztery miesiące od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia ENTSO-E aktualizuje podręcznik procedur, o którym mowa w art. 5 rozporządzenia (UE) nr 543/2013, oraz przedkłada taki podręcznik Agencji, która wydaje opinię na jego temat w ciągu dwóch miesięcy.

Artykuł 13

Przekazywanie i powierzanie zadań

1. OSP może przekazać całość lub część dowolnych zadań, powierzonych mu na podstawie niniejszego rozporządzenia, jednej lub kilku stronom trzecim, w przypadku gdy taka strona trzecia może wykonać stosowne zadania przynajmniej równie skutecznie jak przekazujący OSP. Przekazujący OSP jest nadal odpowiedzialny za zapewnienie wypełnienia obowiązków wynikających z niniejszego rozporządzenia, w tym za zapewnienie dostępu do informacji niezbędnych do monitorowania prowadzonego przez właściwe organy regulacyjne zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE.

2. Przed przekazaniem zadania strona trzecia, której to dotyczy, udowadnia przekazującemu OSP zdolność do wypełnienia zadań, które mają jej zostać przekazane.

3. W przypadku przekazania całości lub części dowolnych zadań określonych w niniejszym rozporządzeniu stronie trzeciej przekazujący OSP zapewnia przed przekazaniem zawarcie odpowiednich umów dotyczących zachowania poufności zgodnie z obowiązkami w zakresie zachowania poufności ciążącymi na przekazującym OSP. Po przekazaniu wszystkich zadań lub ich części stronom trzecim delegujący OSP ma obowiązek poinformować o tym fakcie właściwy organ regulacyjny oraz opublikować tę decyzję w internecie.

4. Bez uszczerbku dla zadań powierzonych OSP na mocy dyrektywy 2009/72/WE dane państwo członkowskie lub, w stosownych przypadkach, właściwy organ regulacyjny mogą powierzać zadania lub obowiązki powierzone OSP zgodnie z niniejszym rozporządzeniem jednej lub kilku stronom trzecim. Dane państwo członkowskie lub, w stosownych przypadkach, dany organ regulacyjny, mogą powierzać zadania i obowiązki OSP, które nie wymagają bezpośredniej współpracy, wspólnego podejmowania decyzji lub zawierania stosunków umownych z OSP z innych państw członkowskich. Przed powierzeniem zadania strona trzecia, której to dotyczy, wykazuje przed danym państwem członkowskim lub, w stosownych przypadkach, przed właściwym organem regulacyjnym zdolność do wypełnienia zadania, które ma jej zostać powierzone.

5. W przypadku powierzenia zadań i obowiązków osobie trzeciej przez dane państwo członkowskie lub dany organ regulacyjny odniesienia do OSP zawarte w niniejszym rozporządzeniu należy rozumieć jako odniesienia do podmiotu, któremu powierzono te zadania i obowiązki. Właściwy organ regulacyjny zapewnia nadzór regulacyjny nad podmiotem, któremu powierzono te zadania i obowiązki, w odniesieniu do powierzonych zadań i obowiązków.

TYTUŁ II

RYNEK BILANSUJĄCY

ROZDZIAŁ 1

Funkcje i obowiązki*Artykuł 14***Rola OSP**

1. Każdy OSP odpowiada za zakup usług bilansujących od dostawcy usług bilansujących w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu.
2. Każdy OSP stosuje model samodzielnego dysponowania do określenia grafików wytwarzania oraz grafików zużycia energii. OSP, którzy stosują model centralnego dysponowania w momencie wejścia w życie niniejszego rozporządzenia, zgłaszają do właściwego organu regulacyjnego zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE chęć kontynuowania stosowania modelu centralnego dysponowania dla określania grafików wytwarzania oraz grafików zużycia energii. Właściwy organ regulacyjny weryfikuje, czy zadania i obowiązki OSP są zgodne z definicją w art. 2 pkt 18.

*Artykuł 15***Współpraca z OSD**

1. OSD, OSP, dostawcy usług bilansujących oraz podmioty odpowiedzialne za bilansowanie muszą współpracować, w celu zapewnienia wydajnego i skutecznego bilansowania.
2. Każdy OSD dostarcza OSP przyłączającemu w wymaganym terminie wszelkie informacje konieczne do dokonania rozliczania niezbilansowań zgodnie z warunkami dotyczącymi bilansowania na podstawie art. 18.
3. Każdy OSP może wraz z OSD przyłączającymi rezerwy na obszarze regulacyjnym opracować wspólnie metodę alokacji kosztów wynikających z działań OSD zgodnie z art. 182 ust. 4 i 5 rozporządzenia (UE) 2017/1485. Metoda ta musi zapewnić sprawiedliwą alokację kosztów z uwzględnieniem obowiązków zaangażowanych stron.
4. OSD zgłasza OSP przyłączającemu wszelkie ograniczenia określone zgodnie z art. 182 ust. 4 i 5 rozporządzenia (UE) 2017/1485, które mogą mieć wpływ na wymogi określone w niniejszym rozporządzeniu.

*Artykuł 16***Rola dostawców usług bilansujących**

1. Dostawca usług bilansujących kwalifikuje się do składania ofert dotyczących energii bilansującej lub mocy bilansującej, które są aktywowane lub nabywane przez OSP przyłączającego lub – w modelu OSP-DUB – przez OSP zamawiającego usługi. Pomyślne zakończenie kwalifikacji wstępnej zapewnionej przez OSP przyłączającego oraz przeprowadzonej zgodnie z art. 159 i 162 rozporządzenia (UE) 2017/1485 uznaje się za warunek wstępny pomyślnego zakończenia procesu kwalifikacji dostawcy usług bilansujących na podstawie niniejszego rozporządzenia.
2. Każdy dostawca usług bilansujących składa oferty dotyczące mocy bilansującej OSP przyłączającemu, które to oferty mają wpływ na jeden lub kilka podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie.
3. Każdy dostawca usług bilansujących uczestniczący w procedurze zakupu mocy bilansującej składa oferty mocy bilansującej i ma prawo do ich aktualizacji przed czasem zamknięcia bramki w procedurze zakupu.
4. Każdy dostawca usług bilansujących z umową w odniesieniu do mocy bilansującej składa swojemu OSP przyłączającemu oferty dotyczące energii bilansującej lub oferty dotyczące zintegrowanego procesu grafikowania odpowiadające wolumenowi, produktom oraz innym wymogom określonym w umowie w odniesieniu do mocy bilansującej.
5. Każdy dostawca usług bilansujących ma prawo złożyć swojemu OSP przyłączającemu oferty dotyczące energii bilansującej z produktów standardowych bądź specyficznych lub oferty zintegrowanego procesu grafikowania, w odniesieniu do których przeszedł proces kwalifikacji wstępnej zgodnie z art. 159 i 162 rozporządzenia (UE) 2017/1485.

6. Cena w ofertach dotyczących energii bilansującej lub zintegrowanego procesu grafikowania z produktów standardowych i specyficznych zgodnie z ust. 4 nie może być ustalana ogólnie w umowie dotyczącej mocy bilansującej. Dany OSP może zaproponować zwolnienie z obowiązku przestrzegania tego przepisu w propozycji warunków dotyczących bilansowania opracowanych zgodnie z art. 18. Takie zwolnienie ma zastosowanie tylko do produktów specyficznych zgodnie z art. 26 ust. 3 lit. b) i musi mu towarzyszyć uzasadnienie wykazujące wyższą efektywność ekonomiczną.
7. Nie może mieć miejsca żadna dyskryminacja pomiędzy ofertami dotyczącymi energii bilansującej lub zintegrowanego procesu grafikowania złożonymi zgodnie z ust. 4 oraz ofertami dotyczącymi energii bilansującej lub zintegrowanego procesu grafikowania złożonymi zgodnie z ust. 5.
8. W przypadku każdego produktu energii bilansującej lub mocy bilansującej jednostka zapewniająca rezerwę, grupa zapewniająca rezerwę, instalacja odbiorcza lub osoba trzecia oraz powiązane podmioty odpowiedzialne za bilansowanie zgodnie z art. 18 ust. 4 lit. d) muszą należeć do tego samego obszaru grafikowego.

Artykuł 17

Rola podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie

1. Każdy podmiot odpowiedzialny za bilansowanie dąży do zachowania bilansu lub udziela pomocy przy zachowaniu bilansu w systemie energetycznym w czasie rzeczywistym. Szczegółowe wymogi dotyczące tego zobowiązania określa się w propozycji warunków dotyczących bilansowania opracowanych zgodnie z art. 18.
2. Każdy podmiot odpowiedzialny za bilansowanie ponosi odpowiedzialność finansową za niezbilansowania, które mają zostać rozliczone z OSP przyłączającym.
3. Przed czasem zamknięcia bramki dla międzyobszarowego rynku dnia bieżącego każdy podmiot odpowiedzialny za bilansowanie może zmienić grafiki wymagane do obliczenia jego pozycji zgodnie z art. 54. OSP stosujący model centralnego dysponowania mogą ustanowić szczególne warunki i zasady dotyczące zmiany grafików danego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie w warunkach dotyczących bilansowania opracowanych zgodnie z art. 18.
4. Po czasie zamknięcia bramki dla międzyobszarowego rynku dnia bieżącego każdy podmiot odpowiedzialny za bilansowanie może zmienić wewnętrzne grafiki handlowe wymagane do obliczenia jego pozycji zgodnie z art. 54 zgodnie z zasadami określonymi w warunkach dotyczących bilansowania opracowanych zgodnie z art. 18.

Artykuł 18

Warunki dotyczące bilansowania

1. Nie później niż sześć miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia OSP z danego państwa członkowskiego opracowują w odniesieniu do wszystkich obszarów grafikowych danego państwa członkowskiego propozycję dotyczącą:
 - a) warunków dla dostawców usług bilansujących;
 - b) warunków dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie.W przypadku gdy w skład obszaru LFC wchodzi co najmniej dwóch OSP, wszyscy OSP danego obszaru LFC mogą, pod warunkiem zatwierdzenia przez właściwe organy regulacyjne, opracować wspólną propozycję.
2. Warunki wynikające z ust. 1 obejmują również zasady zawieszenia i wznowienia działalności rynkowej zgodnie z art. 36 rozporządzenia (UE) 2017/2196 oraz zasady rozliczenia w przypadku zawieszenia rynku zgodnie z art. 39 rozporządzenia (UE) 2017/2196 po ich zatwierdzeniu zgodnie z art. 4 rozporządzenia (UE) 2017/2196.
3. Przy opracowywaniu propozycji warunków dla dostawców usług bilansujących i podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie każdy OSP:
 - a) współpracuje z OSP i OSD, na których te warunki mogą mieć wpływ;
 - b) przestrzega ram ustanawiających europejskie platformy wymiany energii bilansującej oraz ram procesu kompensowania niezbilansowań zgodnie z art. 19, 20, 21 i 22;
 - c) angażuje innych OSD oraz inne zainteresowane strony w ramach całego procesu opracowywania wspomnianej propozycji oraz uwzględnia ich opinie bez uszczerbku dla konsultacji społecznych zgodnie z art. 10.

4. Warunki dla dostawców usług bilansujących:

- a) określają racjonalne i uzasadnione wymagania świadczenia usług bilansujących;
- b) umożliwiają zagregowanym instalacjom odbiorczym, zakładom magazynowania energii oraz zakładom wytwarzania energii na danym obszarze grafików świadczenie usług bilansujących z zastrzeżeniem warunków, o których mowa w ust. 5 lit. c);
- c) umożliwiają właścicielom instalacji odbiorczych, osobom trzecim oraz właścicielom zakładów wytwarzania energii z konwencjonalnych i odnawialnych źródeł energii, a także właścicielom jednostek magazynowania energii uzyskanie statusu dostawców usług bilansujących;
- d) wymagają, aby każda oferta dotycząca energii bilansującej od dostawcy usług bilansujących była przydzielona co najmniej jednemu podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie w celu umożliwienia obliczenia korekty niezbilansowania zgodnie z art. 49.

5. Warunki dla dostawców usług bilansujących zawierają:

- a) zasady dotyczące procesu kwalifikowania dostawcy usług bilansujących na podstawie art. 16;
- b) zasady, wymagania oraz terminy dotyczące zakupu i przekazania mocy bilansującej zgodnie z art. 32, 33 i 34;
- c) zasady i warunki umożliwiające zagregowanym instalacjom odbiorczym, zakładom magazynowania energii oraz zakładom wytwarzania energii na danym obszarze grafików uzyskanie statusu dostawcy usług bilansujących;
- d) wymagania dotyczące danych oraz informacji, jakie mają zostać dostarczone OSP przyłączającemu oraz w razie potrzeby OSD przyłączającemu rezerwy, w trakcie procesu kwalifikacji wstępnej oraz obsługi rynku bilansującego;
- e) zasady i warunki przydzielania każdej oferty dotyczącej energii bilansującej od dostawcy usług bilansujących co najmniej jednemu podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie zgodnie z ust. 4 lit. d);
- f) wymagania dotyczące danych oraz informacji, jakie mają zostać dostarczone OSP przyłączającemu oraz w razie potrzeby OSD przyłączającemu rezerwy, w celu dokonania oceny świadczenia usług bilansujących zgodnie z art. 154 ust. 1, art. 154 ust. 8, art. 158 ust. 1 lit. e), art. 158 ust. 4 lit. b) oraz art. 161 ust. 1 lit. f) i art. 161 ust. 4 lit. b) rozporządzenia (UE) 2017/1485;
- g) określenie lokalizacji każdego produktu standardowego oraz każdego produktu specyficznego, z uwzględnieniem ust. 5 lit. c);
- h) zasady określania wolumenu energii bilansującej, która ma zostać rozliczona z dostawcą usług bilansujących zgodnie z art. 45;
- i) zasady rozliczenia dostawców usług bilansujących określone zgodnie z tytułem V rozdział 2 i 5;
- j) maksymalny okres na zakończenie rozliczenia energii bilansującej z dostawcą usług bilansujących zgodnie z art. 45 w przypadku każdego danego okresu rozliczania niezbilansowania;
- k) konsekwencje w przypadku niespełnienia warunków mających zastosowanie do dostawców usług bilansujących.

6. Warunki dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie zawierają:

- a) definicję odpowiedzialności za bilansowanie dla każdego połączenia opracowaną w taki sposób, aby uniknąć jakichkolwiek luk lub dublowania się odpowiedzialności za bilansowanie spoczywającej na różnych uczestnikach rynku świadczących usługi w ramach tego połączenia;
- b) wymagania w celu uzyskania statusu podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie;
- c) wymóg, aby wszystkie podmioty odpowiedzialne za bilansowanie ponosiły odpowiedzialność finansową za swoje niezbilansowania oraz aby niezbilansowania te rozliczano z OSP przyłączającym;
- d) wymagania dotyczące danych oraz informacji, jakie mają zostać dostarczone OSP przyłączającemu na potrzeby obliczenia niezbilansowań;
- e) zasady obowiązujące podmioty odpowiedzialne za bilansowanie w odniesieniu do zmieniania ich grafików przed czasem zamknięcia bramki dla rynku energii dnia bieżącego oraz po nim zgodnie z art. 17 ust. 3 i 4;

- f) zasady rozliczenia podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie określonych zgodnie z tytułem V rozdział 4;
 - g) określenie obszaru niezbilansowania zgodnie z art. 54 ust. 2 oraz obszaru obowiązywania ceny niezbilansowania;
 - h) maksymalny okres dla zakończenia rozliczenia niezbilansowania z podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie w przypadku każdego danego okresu rozliczania niezbilansowania zgodnie z art. 54;
 - i) konsekwencje w przypadku niespełnienia warunków dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie;
 - j) zobowiązanie podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie do zgłaszania OSP przyłączającemu wszelkich zmian pozycji bilansowej;
 - k) zasady rozliczenia zgodnie z art. 52, 53, 54 i 55;
 - l) ewentualne przepisy dotyczące wyłączenia niezbilansowań z rozliczania niezbilansowania, gdy są one związane z wprowadzeniem ograniczeń rampowania w celu złagodzenia deterministycznych odchyień częstotliwości zgodnie z art. 137 ust. 4 rozporządzenia (UE) 2017/1485.
7. Każdy OSP przyłączający może zawrzeć następujące elementy w propozycji warunków dla dostawców usług bilansujących lub w warunkach dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie:
- a) wymóg dla dostawców usług bilansujących, aby dostarczali informacje o niewykorzystanych mocach wytwórczych oraz innych środkach bilansujących od dostawców usług bilansujących po czasie zamknięcia bramki dla rynku dnia następnego oraz czasie zamknięcia bramki dla międzyobszarowego rynku dnia bieżącego;
 - b) w uzasadnionych przypadkach, wymóg dla dostawców usług bilansujących, aby oferowali niewykorzystane moce wytwórcze lub inne środki bilansujące poprzez oferty energii bilansującej lub oferty zintegrowanego procesu grafików na rynkach bilansujących po czasie zamknięcia bramki dla rynku dnia następnego, bez uszczerbku dla przysługującej dostawcom usług bilansujących możliwości zmiany swoich ofert dotyczących energii bilansującej przed czasem zamknięcia bramki dla energii bilansującej lub przed czasem zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafików w związku z wymianą handlową prowadzoną na rynku dnia bieżącego;
 - c) w uzasadnionych przypadkach, wymóg dla dostawców usług bilansujących, aby oferowali niewykorzystane moce wytwórcze lub inne środki bilansujące poprzez oferty dotyczące energii bilansującej lub oferty dotyczące zintegrowanego procesu grafików na rynkach bilansujących po czasie zamknięcia bramki dla międzyobszarowego rynku dnia bieżącego;
 - d) szczegółowe wymogi dotyczące pozycji bilansowej podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie zgłoszonych po zakończeniu rynku dnia następnego w celu zapewnienia, by suma ich wewnętrznych i zewnętrznych grafików handlowych była równa sumie rzeczywistego wytwarzania i grafików zapotrzebowania energii, z uwzględnieniem kompensacji strat energii elektrycznej, w stosownych przypadkach;
 - e) zwolnienie z publikacji informacji o cenach oferowanych w ofertach dotyczących energii bilansującej lub mocy bilansującej w związku z obawą nadużycia na rynku zgodnie z art. 12 ust. 4;
 - f) zwolnienie z zakazu odgórnego ustalania cen w ofertach dotyczących energii bilansującej dla produktów specyficznych wymienionych w art. 26 ust. 3 lit. b) na podstawie umowy dotyczącej mocy bilansującej zgodnie z art. 16 ust. 6;
 - g) wniosek w sprawie korzystania z systemu podwójnych cen w odniesieniu do wszystkich niezbilansowań w oparciu o warunki określone na podstawie art. 52 ust. 2 lit. d) ppkt (i) i metodę stosowania systemu podwójnych cen na podstawie art. 52 ust. 2 lit. d) ppkt (ii).
8. OSP stosujący model centralnego dysponowania uwzględniają w warunkach dotyczących bilansowania również następujące elementy:
- a) czas zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafików zgodnie z art. 24 ust. 5;
 - b) zasady aktualizacji ofert dotyczących zintegrowanego procesu grafików po czasie zamknięcia każdej bramki dla zintegrowanego procesu grafików zgodnie z art. 24 ust. 6;
 - c) zasady wykorzystania ofert dotyczących zintegrowanego procesu grafików przed czasem zamknięcia bramki dla energii bilansującej zgodnie z art. 24 ust. 7;
 - d) zasady przekształcania ofert dotyczących zintegrowanego procesu grafików zgodnie z art. 27.
9. Każdy OSP monitoruje spełnienie przez wszystkie strony wymogów określonych w warunkach dotyczących bilansowania w ramach swojego obszaru grafikowego lub w ramach swoich obszarów grafikowych.

ROZDZIAŁ 2

Europejskie platformy wymiany energii bilansującej

Artykuł 19

Europejska platforma wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych

1. W terminie sześciu miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP przeprowadzający proces zastępowania rezerw zgodnie z częścią IV rozporządzenia (UE) 2017/1485 opracowują propozycję dotyczącą ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych.
2. Europejska platforma wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych, obsługiwana przez OSP lub za pośrednictwem podmiotu utworzonego samodzielnie przez OSP, opiera się na wspólnych zasadach zarządzania i procesach biznesowych i zawiera przynajmniej funkcję optymalizacji aktywacji i funkcję rozliczania OSP-OSP. Wspomniana europejska platforma stosuje wielostronny model OSP-OSP ze wspólnymi listami rankingowymi w celu wymieniać się wszystkimi ofertami dotyczącymi energii bilansującej z wszystkich produktów standardowych dla rezerw zastępczych, z wyjątkiem ofert niedostępnych zgodnie z art. 29 ust. 14.
3. Propozycja, o której mowa w ust. 1, obejmuje co najmniej:
 - a) ogólny projekt europejskiej platformy;
 - b) plan działania i harmonogramy wdrożenia europejskiej platformy;
 - c) definicję funkcji wymaganych do zarządzania europejską platformą;
 - d) propozycję zasad dotyczących zarządzania europejską platformą i eksploatacji tej platformy, które opierają się na zasadzie niedyskryminacji i zapewniają równe traktowanie wszystkich członkowskich OSP oraz zapewniają, że żaden OSP nie będzie czerpał nieuzasadnionych korzyści ekonomicznych podczas korzystania z funkcji europejskiej platformy;
 - e) propozycję wyznaczenia podmiotu lub podmiotów, które będą pełniły funkcje zdefiniowane w propozycji. Jeżeli OSP proponują wyznaczenie więcej niż jednego podmiotu, we wniosku należy przedstawić i zapewnić:
 - (i) spójne przydzielenie funkcji podmiotom zarządzającym europejską platformą. W propozycji należy w pełni uwzględnić potrzebę koordynacji różnych funkcji przydzielanych podmiotom prowadzącym europejską platformę;
 - (ii) aby proponowana struktura europejskiej platformy i przydzielenie funkcji zapewniały efektywne i skuteczne zarządzanie europejską platformą, eksploatację tej platformy i nadzór regulacyjny nad tą platformą oraz aby były zgodne z celami niniejszego rozporządzenia;
 - (iii) efektywną koordynację i proces decyzyjny, za pomocą których będzie możliwe rozwiązanie kwestii sprzecznych stanowisk między podmiotami zarządzającymi europejską platformą;
 - f) ramy harmonizacji warunków dotyczących bilansowania opracowanych zgodnie z art. 18;
 - g) szczegółowe zasady podziału wspólnych kosztów, w tym szczegółową kategoryzację wspólnych kosztów zgodnie z art. 23;
 - h) ustalenie czasu zamknięcia bramki dla energii bilansującej w odniesieniu do wszystkich produktów standardowych dla rezerw zastępczych zgodnie z art. 24;
 - i) definicję standardowych produktów dla energii bilansującej z rezerw zastępczych zgodnie z art. 25;
 - j) ustalenie czasu zamknięcia bramki dla złożenia oferty dotyczącej energii elektrycznej przez OSP zgodnie z art. 29 ust. 13;
 - k) ustalenie – za pomocą wspólnej funkcji optymalizacji aktywacji – list rankingowych zgodnie z art. 31;
 - l) opis algorytmu zarządzania funkcją optymalizacji aktywacji dla ofert energii bilansującej z wszystkich produktów standardowych dla rezerw zastępczych zgodnie z art. 58.
4. W terminie sześciu miesięcy po zatwierdzeniu propozycji dotyczącej ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych wszyscy OSP przeprowadzający proces zastępowania rezerw zgodnie z częścią IV rozporządzenia (UE) 2017/1485 wyznaczają proponowany podmiot lub proponowane podmioty, którym powierzono prowadzenie europejskiej platformy zgodnie z ust. 3 lit. e).

5. W terminie jednego roku od zatwierdzenia propozycji dotyczącej ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych wszyscy OSP przeprowadzający proces zastępowania rezerw zgodnie z częścią IV rozporządzenia (UE) 2017/1485 i posiadający co najmniej jednego połączonego z nimi, sąsiedniego OSP przeprowadzającego proces zastępowania rezerw wdrażają i uruchamiają europejską platformę wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych. Europejską platformę wykorzystują oni do:

- a) składania wszystkich ofert dotyczących energii bilansującej z wszystkich produktów standardowych dla rezerw zastępczych;
- b) wymieniać się wszystkimi ofertami dotyczącymi energii bilansującej ze wszystkich produktów standardowych dla rezerw zastępczych, z wyjątkiem ofert niedostępnych zgodnie z art. 29 ust. 14;
- c) dążenia do zaspokojenia wszystkich swoich potrzeb w zakresie energii bilansującej z rezerw zastępczych.

Artykuł 20

Europejska platforma wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną

1. W terminie jednego roku od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP opracowują propozycję dotyczącą ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną.

2. Europejska platforma wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną, obsługiwana przez OSP lub za pośrednictwem podmiotu utworzonego samodzielnie przez OSP, opiera się na wspólnych zasadach zarządzania i procesach biznesowych oraz zawiera przynajmniej funkcję optymalizacji aktywacji i funkcję rozliczania OSP-OSP. Wspomniana europejska platforma stosuje wielostronny model OSP-OSP ze wspólnymi listami rankingowymi w celu wymieniać się wszystkimi ofertami dotyczącymi energii bilansującej z wszystkich produktów standardowych dla rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną, z wyjątkiem ofert niedostępnych zgodnie z art. 29 ust. 14.

3. Propozycja, o której mowa w ust. 1, obejmuje co najmniej:

- a) ogólny projekt europejskiej platformy;
- b) plan działania i harmonogramy wdrożenia europejskiej platformy;
- c) definicję funkcji wymaganych do zarządzania europejską platformą;
- d) propozycję zasad dotyczących zarządzania europejską platformą i eksploatacji tej platformy, które opierają się na zasadzie niedyskryminacji i zapewniają równe traktowanie wszystkich członkowskich OSP oraz zapewniają, że żaden OSP nie będzie czerpał nieuzasadnionych korzyści ekonomicznych podczas korzystania z funkcji europejskiej platformy;
- e) propozycję wyznaczenia podmiotu lub podmiotów, które będą pełnić funkcje zdefiniowane w propozycji. Jeżeli OSP proponują wyznaczenie więcej niż jednego podmiotu, we wniosku należy przedstawić i zapewnić:
 - (i) spójne przydzielenie funkcji podmiotom zarządzającym europejską platformą. W propozycji należy w pełni uwzględnić potrzebę koordynacji różnych funkcji przydzielanych podmiotom prowadzącym europejską platformę;
 - (ii) aby proponowana struktura europejskiej platformy i przydzielenie funkcji zapewniały efektywne i skuteczne zarządzanie europejską platformą, eksploatację tej platformy i nadzór regulacyjny nad tą platformą oraz aby były zgodne z celami niniejszego rozporządzenia;
 - (iii) efektywną koordynację i proces decyzyjny, za pomocą których będzie możliwe rozwiązanie kwestii sprzecznych stanowisk między podmiotami zarządzającymi europejską platformą;
- f) ramy harmonizacji warunków bilansowania opracowanych zgodnie z art. 18;
- g) szczegółowe zasady podziału wspólnych kosztów, w tym szczegółową kategoryzację wspólnych kosztów zgodnie z art. 23;
- h) ustalenie czasu zamknięcia bramki dla energii bilansującej dla wszystkich produktów standardowych dla rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną zgodnie z art. 24;
- i) definicję standardowych produktów dla energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną zgodnie z art. 25;

- j) ustalenie czasu zamknięcia bramki dla złożenia oferty energii elektrycznej przez OSP zgodnie z art. 29 ust. 13;
 - k) ustalenie – za pomocą wspólnej funkcji optymalizacji aktywacji – list rankingowych zgodnie z art. 31;
 - l) opis algorytmu zarządzania funkcją optymalizacji aktywacji dla ofert energii bilansującej z wszystkich produktów standardowych dla rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną zgodnie z art. 58.
4. W terminie sześciu miesięcy po zatwierdzeniu propozycji dotyczącej ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną wszyscy OSP wyznaczają proponowany podmiot lub proponowane podmioty, którym powierzono prowadzenie europejskiej platformy zgodnie z ust. 3 lit. e).
5. W terminie osiemnastu miesięcy po zatwierdzeniu propozycji dotyczącej ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną wszyscy OSP mogą opracować propozycję dotyczącą modyfikacji europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną zgodnie z ust. 1. Proponowane zmiany muszą być uzasadnione analizą kosztów i korzyści przeprowadzoną przez wszystkich OSP zgodnie z art. 61. Propozycję zgłasza się Komisji.
6. W terminie trzydziestu miesięcy po zatwierdzeniu propozycji dotyczącej ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną lub – w przypadku gdy wszyscy OSP zgłoszą propozycję dotyczącą modyfikacji europejskiej platformy zgodnie z ust. 5 – w terminie dwunastu miesięcy po zatwierdzeniu propozycji dotyczącej modyfikacji europejskiej platformy wszyscy OSP wdrażają i uruchamiają europejską platformę wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną i wykorzystują europejską platformę do:
- a) składania wszystkich ofert dotyczących energii bilansującej z wszystkich produktów standardowych dla rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną;
 - b) wymieniać się wszystkimi ofertami dotyczącymi energii bilansującej z wszystkich produktów standardowych dla rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną, z wyjątkiem ofert niedostępnych zgodnie z art. 29 ust. 14;
 - c) dążenia do zaspokojenia wszystkich potrzeb w zakresie energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną.

Artykuł 21

Europejska platforma wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną

1. W terminie jednego roku od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP przygotowują propozycję dotyczącą ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną.
2. Europejska platforma wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną, obsługiwana przez OSP lub za pośrednictwem podmiotu utworzonego samodzielnie przez dany OSP, opiera się na wspólnych zasadach zarządzania i procesach biznesowych i realizuje przynajmniej funkcję optymalizacji aktywacji i funkcję rozliczania OSP-OSP. Wspomniana europejska platforma stosuje wielostronny model OSP-OSP z listami rankingowymi w celu wymieniać się wszystkimi ofertami energii bilansującej z wszystkich produktów standardowych dla rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną, z wyjątkiem ofert niedostępnych zgodnie z art. 29 ust. 14.
3. Propozycja, o której mowa w ust. 1, obejmuje co najmniej:
 - a) ogólny projekt europejskiej platformy;
 - b) plan działania i harmonogramy wdrożenia europejskiej platformy;
 - c) definicję funkcji wymaganych do zarządzania europejską platformą;
 - d) propozycję zasad dotyczących zarządzania europejską platformą i prowadzenia tej platformy, które opierają się na zasadzie niedyskryminacji i zapewniają równe traktowanie wszystkich członkowskich OSP oraz zapewniają, aby żaden OSP nie czerpał nieuzasadnionych korzyści ekonomicznych podczas korzystania z funkcji europejskiej platformy;

- e) propozycję wyznaczenia podmiotu lub podmiotów, które będą sprawować funkcje zdefiniowane w propozycji. Jeżeli OSP proponują wyznaczenie więcej niż jednego podmiotu, we wniosku należy przedstawić i zapewnić:
 - (i) spójne przydzielenie funkcji podmiotom zarządzającym europejską platformą. W propozycji należy w pełni uwzględnić potrzebę koordynacji różnych funkcji przydzielanych podmiotom zarządzającym europejską platformą;
 - (ii) aby proponowana struktura europejskiej platformy i przydzielenie funkcji zapewniały efektywne i skuteczne zarządzanie europejską platformą, eksploatację tej platformy i nadzór regulacyjny nad tą platformą oraz aby były zgodne z celami niniejszego rozporządzenia;
 - (iii) efektywną koordynację i proces decyzyjny, za pomocą których będzie możliwe rozwiązanie kwestii sprzecznych stanowisk między podmiotami zarządzającymi europejską platformą;
- f) ramy harmonizacji warunków bilansowania opracowanych zgodnie z art. 18;
- g) szczegółowe zasady podziału wspólnych kosztów, w tym szczegółową kategoryzację wspólnych kosztów zgodnie z art. 23;
- h) ustalenie czasu zamknięcia bramki dla energii bilansującej dla wszystkich produktów standardowych dla rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną zgodnie z art. 24;
- i) definicję produktów standardowych energii bilansującej dla rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną zgodnie z art. 25;
- j) ustalenie czasu zamknięcia bramki dla złożenia oferty dotyczącej energii elektrycznej przez OSP zgodnie z art. 29 ust. 13;
- k) ustalenie – za pomocą wspólnej funkcji optymalizacji aktywacji – list rankingowych zgodnie z art. 31;
- l) opis algorytmu zarządzania funkcją optymalizacji aktywacji dla ofert dotyczących energii bilansującej dla wszystkich produktów standardowych dla rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną zgodnie z art. 58.

4. W terminie sześciu miesięcy po zatwierdzeniu propozycji dotyczącej ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną wszyscy OSP wyznaczają proponowany podmiot lub proponowane podmioty, którym powierzono prowadzenie europejskiej platformy zgodnie z ust. 3 lit. e).

5. W terminie osiemnastu miesięcy po zatwierdzeniu propozycji dotyczącej ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną wszyscy OSP mogą opracować propozycję dotyczącą modyfikacji europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną zgodnie z ust. 1 i zasadami określonymi w ust. 2. Proponowane zmiany muszą być uzasadnione analizą kosztów i korzyści przeprowadzoną przez wszystkich OSP zgodnie z art. 61. Propozycję zgłasza się Komisji.

6. W terminie trzydziestu miesięcy po zatwierdzeniu propozycji dotyczącej ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną lub – w przypadku gdy wszyscy OSP zgłoszą propozycję dotyczącą modyfikacji europejskiej platformy zgodnie z ust. 5 – w terminie dwunastu miesięcy po zatwierdzeniu propozycji dotyczącej modyfikacji europejskiej platformy wszyscy OSP prowadzący automatyczny proces odbudowy częstotliwości zgodnie z częścią IV rozporządzenia (UE) 2017/1485 wdrażają i uruchamiają europejską platformę wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną i wykorzystują europejską platformę do:

- a) składania wszystkich ofert energii bilansującej z wszystkich produktów standardowych dla rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną;
- b) wymieniać się wszystkimi ofertami energii bilansującej z wszystkich produktów standardowych dla rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną, z wyjątkiem ofert niedostępnych zgodnie z art. 29 ust. 14;
- c) dążenia do zaspokojenia wszystkich potrzeb w zakresie energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną.

Artykuł 22

Europejska platforma dla procesu kompensowania niezbilansowań

1. W terminie sześciu miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP opracowują propozycję dotyczącą ram wdrażania dla europejskiej platformy dla procesu kompensowania niezbilansowań.

2. Europejska platforma dla procesu kompensowania niezbilansowań, obsługiwana przez OSP lub za pośrednictwem podmiotu utworzonego samodzielnie przez OSP, opiera się na wspólnych zasadach zarządzania i procesach biznesowych i realizuje przynajmniej funkcję procesu kompensowania niezbilansowań i funkcję rozliczania OSP-OSP. Europejska platforma stosuje wielostronny model OSP-OSP w celu przeprowadzania procesu kompensowania niezbilansowań.

3. Propozycja, o której mowa w ust. 1, obejmuje co najmniej:

- a) ogólny projekt europejskiej platformy;
- b) plan działania i harmonogramy wdrożenia europejskiej platformy;
- c) definicję funkcji wymaganych do zarządzania europejską platformą;
- d) propozycję zasad dotyczących zarządzania europejską platformą i prowadzenia tej platformy, które opierają się na zasadzie niedyskryminacji i zapewniają równe traktowanie wszystkich członkowskich OSP oraz zapewniają, aby żaden OSP nie czerpał nieuzasadnionych korzyści ekonomicznych podczas korzystania z funkcji europejskiej platformy;
- e) propozycję wyznaczenia podmiotu lub podmiotów, które będą sprawować funkcje zdefiniowane w propozycji. Jeżeli OSP proponują wyznaczenie więcej niż jednego podmiotu, we wniosku należy przedstawić i zapewnić:
 - (i) spójne przydzielenie funkcji podmiotom zarządzającym europejską platformą. W propozycji należy w pełni uwzględnić potrzebę koordynacji różnych funkcji przydzielanych podmiotom zarządzającym europejską platformą;
 - (ii) aby proponowana struktura europejskiej platformy i przydzielenie funkcji zapewniały efektywne i skuteczne zarządzanie europejską platformą, eksploatację tej platformy i nadzór regulacyjny nad tą platformą oraz aby były zgodne z celami niniejszego rozporządzenia;
 - (iii) efektywną koordynację i proces decyzyjny, za pomocą których będzie możliwe rozwiązanie kwestii sprzecznych stanowisk między podmiotami zarządzającymi europejską platformą;
- f) ramy harmonizacji warunków bilansowania opracowanych zgodnie z art. 18;
- g) szczegółowe zasady podziału wspólnych kosztów, w tym szczegółową kategoryzację wspólnych kosztów zgodnie z art. 23;
- h) opis algorytmu zarządzania funkcją procesu kompensowania niezbilansowań zgodnie z art. 58.

4. W terminie sześciu miesięcy po zatwierdzeniu propozycji dotyczącej ram wdrażania dla europejskiej platformy procesu kompensowania niezbilansowań wszyscy OSP wyznaczają proponowany podmiot lub proponowane podmioty, którym powierzono prowadzenie europejskiej platformy zgodnie z ust. 3 lit. e).

5. W terminie jednego roku od zatwierdzenia propozycji dotyczącej ram wdrażania dla europejskiej platformy procesu kompensowania niezbilansowań wszyscy OSP przeprowadzający automatyczny proces odbudowy częstotliwości zgodnie z częścią IV rozporządzenia (UE) 2017/1485 wdrażają i uruchamiają europejską platformę procesu kompensowania niezbilansowań. Europejską platformę wykorzystują oni do przeprowadzania procesu kompensowania niezbilansowań, przynajmniej w obszarze synchronicznym Europy kontynentalnej.

Artykuł 23

Podział kosztów między OSP w różnych państwach członkowskich

1. Wszyscy OSP przedkładają właściwym organom regulacyjnym sprawozdanie roczne zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE, w którym to sprawozdaniu szczegółowo wyjaśniają koszty ustanowienia, zmiany i działania europejskich platform zgodnie z art. 19, 20, 21 i 22. Sprawozdanie to publikuje Agencja, odpowiednio uwzględniając poufne informacje handlowe.

2. Podział kosztów, o których mowa w ust. 1, jest następujący:

- a) koszty wspólne wynikające ze skoordynowanych działań wszystkich OSP uczestniczących w poszczególnych platformach;
- b) koszty regionalne wynikające z działań prowadzonych przez niektórych OSP uczestniczących w poszczególnych platformach;
- c) koszty krajowe wynikające z działań prowadzonych przez OSP w danym państwie członkowskim, którzy uczestniczą w poszczególnych platformach.

3. Koszty wspólne, o których mowa w ust. 2 lit. a), dzieli się między OSP w państwach członkowskich i państwach trzecich uczestniczących w europejskich platformach. W celu obliczenia kwoty, jaką OSP winni zapłacić w każdym państwie członkowskim i, w stosownych przypadkach, w państwie trzecim, jedną ósmą kosztów wspólnych dzieli się w równych proporcjach między wszystkie państwa członkowskie i państwa trzecie, pięć ósmych dzieli się między wszystkie państwa członkowskie i państwa trzecie proporcjonalnie do ich zużycia energii, a dwie ósme dzieli się w równych proporcjach między uczestniczących OSP zgodnie z ust. 2 lit. a). Część kosztów przypisana danemu państwu członkowskiemu jest ponoszona przez jednego lub kilku OSP działających na terytorium tego państwa członkowskiego. W przypadku gdy kilku OSP działa w państwie członkowskim, część kosztów przypisanych danemu państwu członkowskiemu rozdziela się między tych OSP proporcjonalnie do zużycia energii w obszarach regulacyjnych OSP.
4. W celu uwzględnienia zmian w kosztach wspólnych lub zmian uczestniczących OSP wyznaczenie kosztów wspólnych podlega regularnym korektom.
5. OSP współpracujący w danym regionie uzgadniają wspólnie wniosek dotyczący podziału kosztów regionalnych zgodnie z ust. 2 lit. b). Wniosek jest następnie indywidualnie zatwierdzany przez właściwe organy regulacyjne każdego z państw członkowskich i, w stosownych przypadkach, z państwa trzeciego w regionie. OSP współpracujący w danym regionie mogą ewentualnie stosować mechanizmy podziału kosztów określone w ust. 3.
6. Zasady podziału kosztów mają zastosowanie do kosztów przyczyniających się do ustanowienia, zmian i prowadzenia europejskich platform od momentu zatwierdzenia propozycji dotyczącej odpowiednich ram wdrażania zgodnie z art. 19 ust. 1, art. 20 ust. 1, art. 21 ust. 1 i art. 22 ust. 1. W przypadku gdy w ramach wdrażania zaproponowano rozwinięcie istniejących projektów w europejską platformę, wszyscy OSP uczestniczący w istniejących projektach mogą zaproponować uznanie części kosztów poniesionych przed zatwierdzeniem propozycji dotyczącej ram wdrażania, bezpośrednio związanych z opracowaniem i realizacją danego projektu i ocenionych jako uzasadnione, efektywne i proporcjonalne za część kosztów wspólnych zgodnie z ust. 2 lit. a).

Artykuł 24

Czas zamknięcia bramki dla energii bilansującej

1. Jako część propozycji zgodnych z art. 19, 20 i 21 wszyscy OSP dokonują harmonizacji czasu zamknięcia bramki dla energii bilansującej dla produktów standardowych na poziomie Unii przynajmniej w odniesieniu do każdego z następujących procesów:
 - a) rezerw zastępczych;
 - b) rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną;
 - c) rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną.
2. Czasy zamknięcia bramki dla energii bilansującej:
 - a) są w największym możliwym stopniu zbliżone do czasu rzeczywistego;
 - b) nie następują przed czasem zamknięcia bramki dla międzyobszarowego rynku dnia bieżącego;
 - c) zapewniają wystarczająco dużo czasu na przeprowadzenie niezbędnych procesów bilansowania.
3. Po czasie zamknięcia bramki dla energii bilansującej dostawcy usług bilansujących nie mogą już składać ani aktualizować swoich ofert energii bilansującej.
4. Po czasie zamknięcia bramki dla energii bilansującej dostawcy usług bilansujących bezzwłocznie zgłaszają OSP przyłączającemu wszystkie niedostępne wolumeny ofert dotyczących energii bilansującej zgodnie z art. 158 ust. 4 lit. b) i art. 161 ust. 4 lit. b) rozporządzenia (UE) 2017/1485. Jeżeli dostawca usług bilansujących posiada punkt przyłączenia do OSD oraz jeżeli jest to wymagane przez OSD, dostawca usług bilansujących bezzwłocznie zgłasza również OSD wszelkie niedostępne wolumeny ofert dotyczących energii bilansującej.
5. W terminie dwóch lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia każdy OSP stosujący model centralnego dysponowania definiuje przynajmniej jeden czas zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania, który:
 - a) umożliwia dostawcom usług bilansujących aktualizowanie ofert zintegrowanego grafikowania w czasie możliwie jak najbardziej zbliżonym do rzeczywistego;
 - b) nie wyprzedza czasu rzeczywistego o więcej niż osiem godzin;
 - c) jest ustalany przed czasem zamknięcia bramki dla złożenia oferty dotyczącej energii elektrycznej przez OSP.

6. Po każdym czasie zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikówania oferta dotycząca zintegrowanego procesu grafikówania może być zmieniona jedynie zgodnie z zasadami zdefiniowanymi przez OSP przyłączającego w warunkach dla dostawców usług bilansujących określonych zgodnie z art. 18. Zasady te powinny zostać wdrożone, zanim OSP przyłączający dołączy do procesu wymiany energii bilansującej, i powinny umożliwić dostawcom usług bilansujących aktualizację ofert zintegrowanego grafikówania w możliwie najszerszym zakresie aż do czasu zamknięcia bramki dla międzyobszarowego rynku dnia bieżącego, przy jednoczesnym zapewnieniu:

- a) efektywności ekonomicznej zintegrowanego procesu grafikówania;
- b) bezpieczeństwa pracy systemu;
- c) spójności wszystkich iteracji zintegrowanego procesu grafikówania;
- d) sprawiedliwego i równego traktowania wszystkich dostawców usług bilansujących w obszarze grafikówym;
- e) braku negatywnego wpływu na zintegrowany proces grafikówania.

7. Każdy OSP stosujący model centralnego dysponowania ustalają zasady używania ofert dotyczących zintegrowanego procesu grafikówania przed czasem zamknięcia bramki dla energii bilansującej zgodnie z art. 18 ust. 8 lit. c) w celu:

- a) zapewnienia, aby OSP spełniał wymogi rezerwy mocy w czasie rzeczywistym;
- b) zapewnienia wystarczających zasobów do rozwiązywania ograniczeń wewnętrznych;
- c) zapewnienia możliwości wykonalnego dysponowania pracą zakładów wytwarzania energii oraz instalacji odbiorczych w czasie rzeczywistym.

Artykuł 25

Wymagania dla produktów standardowych

1. Produkty standardowe energii bilansującej opracowuje się w ramach propozycji dotyczących ram wdrażania europejskich platform zgodnie z art. 19, 20 i 21. Po zatwierdzeniu każdego ram wdrażania i nie później niż w chwili dołączenia OSP do danej europejskiej platformy dany OSP korzysta tylko z produktów standardowych oraz, w uzasadnionych przypadkach, ze specyficznych produktów energii bilansującej w celu utrzymania równowagi systemu zgodnie z art. 127, 157 i 160 rozporządzenia (UE) 2017/1485.

2. W terminie dwóch lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP opracowują propozycję dotyczącą wykazu produktów standardowych mocy bilansującej w odniesieniu do rezerw odbudowy częstotliwości i rezerw zastępczych.

3. Co najmniej raz na dwa lata wszyscy OSP dokonują przeglądu wykazu produktów standardowych energii bilansującej i mocy bilansującej. W ramach przeglądu produktów standardowych uwzględnia się:

- a) cele określone w art. 3 ust. 1;
- b) w stosownych przypadkach, zaproponowane zmiany w wykazie produktów standardowych i liczbie list rankingowych zgodnie z art. 31 ust. 2;
- c) wskaźniki efektywności działania określone w art. 59 ust. 4.

4. W wykazie produktów standardowych energii bilansującej i mocy bilansującej można określić co najmniej następujące cechy oferty dotyczącej produktu standardowego:

- a) okres przygotowawczy;
- b) okres rampowania;
- c) czas pełnej aktywacji;
- d) minimalną i maksymalną ilość;
- e) okres dezaktywacji;
- f) minimalny i maksymalny czas trwania okresu dostawy;
- g) okres ważności;
- h) tryb aktywacji.

5. W wykazie produktów standardowych energii bilansującej i mocy bilansującej określa się co najmniej następujące zmienne cechy produktu standardowego, które zostaną ustalone przez dostawców usług bilansujących w trakcie kwalifikacji wstępnej lub podczas składania oferty dotyczącej produktu standardowego:

- a) cenę oferty;
 - b) podzielność;
 - c) lokalizację;
 - d) minimalny czas między końcem okresu dezaktywacji a kolejną aktywacją.
6. Produkty standardowe energii bilansującej i mocy bilansującej:
- a) zapewniają skuteczną standaryzację, wzmacniają konkurencję transgraniczną i płynność oraz pozwalają uniknąć nadmiernej fragmentacji rynku;
 - b) ułatwiają właścicielom instalacji odbiorczych, osobom trzecim oraz właścicielom zakładów wytwarzania energii z odnawialnych źródeł energii, a także właścicielom jednostek magazynowania energii udział w roli dostawców usług bilansujących.

Artykuł 26

Wymogi dotyczące produktów specyficznych

1. Po zatwierdzeniu ram wdrażania dla europejskich platform zgodnie z art. 19, 20 i 21 każdy OSP może przedstawić propozycję definiowania i stosowania produktów specyficznych energii bilansującej i mocy bilansującej. Taka propozycja obejmuje co najmniej:

- a) definicję produktów specyficznych i ustalenie okresu, w którym będą stosowane;
- b) wykazanie, że produkty standardowe są niewystarczające do zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu i efektywnego utrzymania zbilansowania systemu, lub wykazanie, że niektóre zasoby bilansujące nie mogą uczestniczyć w rynku bilansującym poprzez produkty standardowe;
- c) opis środków zaproponowanych w celu zminimalizowania wykorzystania produktów specyficznych, biorąc pod uwagę efektywność ekonomiczną;
- d) w stosownych przypadkach, zasady przekształcania ofert energii bilansującej z produktów specyficznych na oferty energii bilansującej z produktów standardowych;
- e) w stosownych przypadkach informacje na temat procesu przekształcania ofert energii bilansującej z produktów specyficznych na oferty energii bilansującej z produktów standardowych oraz informacje, na której liście rankingowej nastąpi przekształcenie;
- f) wykazanie, że produkty specyficzne nie powodują znaczącego braku efektywności i zakłóceń na rynku bilansującym w obrębie obszaru grafikowego i poza nim.

2. Każdy OSP korzystający z produktów specyficznych co najmniej raz na dwa lata dokonuje przeglądu konieczności stosowania produktów specyficznych zgodnie z kryteriami określonymi w ust. 1.

3. Produkty specyficzne wdraża się równoległe z wdrażaniem produktów standardowych. Po wykorzystaniu produktów specyficznych OSP przyłączający może:

- a) albo przekształcić oferty energii bilansującej z produktów specyficznych na oferty energii bilansującej w ramach produktów standardowych;
- b) albo aktywować oferty energii bilansującej z produktów specyficznych lokalnie, bez ich wymiany.

4. Zasady przekształcania ofert energii bilansującej z produktów specyficznych na oferty energii bilansującej z produktów standardowych zgodnie z ust. 1 lit. d):

- a) muszą być sprawiedliwe, przejrzyste i niedyskryminacyjne;
- b) nie mogą utrudniać wymiany usług bilansujących;
- c) muszą zapewniać neutralność finansową OSP.

Artykuł 27

Przekształcenie ofert w ramach modelu centralnego dysponowania

1. Każdy OSP stosujący model centralnego dysponowania korzysta z ofert zintegrowanego procesu grafikowania w celu wymiany usług bilansujących lub współdzielenia rezerw.

2. Każdy OSP stosujący model centralnego dysponowania korzysta z ofert zintegrowanego procesu grafikowania dostępnych na potrzeby zarządzania systemem w czasie rzeczywistym w celu świadczenia usług bilansujących na rzecz innych OSP, przestrzegając jednocześnie ograniczeń związanych z bezpieczeństwem pracy systemu.
3. Każdy OSP stosujący model centralnego dysponowania przekształca w miarę możliwości oferty zintegrowanego procesu grafikowania zgodnie z ust. 2 na oferty energii bilansującej z produktów standardowych, uwzględniając bezpieczeństwo pracy systemu. Zasady przekształcania ofert zintegrowanego procesu grafikowania na oferty energii bilansującej z produktów standardowych:
 - a) muszą być sprawiedliwe, przejrzyste i niedyskryminacyjne;
 - b) nie mogą utrudniać wymiany usług bilansujących;
 - c) muszą zapewniać neutralność finansową OSP.

Artykuł 28

Procedury awaryjne

1. Każdy OSP zapewnia rozwiązania awaryjne, na wypadek gdyby zawiodły procedury, o których mowa w ust. 2 i 3.
2. Jeżeli zakup usług bilansujących nie zostanie zrealizowany, OSP, których to dotyczy, powtarzają proces zakupu. OSP bezzwłocznie informują uczestników rynku o stosowanych procedurach awaryjnych.
3. Jeżeli nie powiedzie się skoordynowana aktywacja energii bilansującej, każdy OSP może odstąpić od aktywacji na podstawie listy rankingowej, przy czym musi bezzwłocznie poinformować o tym uczestników rynku.

TYTUŁ III

ZAKUP USŁUG BILANSUJĄCYCH

ROZDZIAŁ 1

Energia bilansująca

Artykuł 29

Aktywacja ofert energii bilansującej z listy rankingowej

1. W celu utrzymania zbilansowania systemu zgodnie z art. 127, 157 i 160 rozporządzenia (UE) 2017/1485 każdy OSP korzysta z efektywnych kosztowo ofert energii bilansującej dostępnych na potrzeby dostarczania energii na jego obszarze regulacyjnym na podstawie listy rankingowej lub innego modelu określonego w propozycji przygotowanej przez wszystkich OSP zgodnie z art. 21 ust. 5.
2. OSP nie aktywują ofert energii bilansującej przed czasem zamknięcia bramki dla energii bilansującej, z wyjątkiem stanu alarmowego lub stanu zagrożenia, gdy takie aktywacje przyczyniłyby się do złagodzenia tych stanów systemu, oraz z wyjątkiem sytuacji, w których oferty służą innym celom niż bilansowanie zgodnie z ust. 3.
3. W terminie jednego roku od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP opracowują propozycję dotyczącą metody klasyfikowania na potrzeby określenia celu aktywacji ofert dotyczących energii bilansującej. Zakres tej metody obejmuje:
 - a) opis wszystkich możliwych celów aktywacji ofert energii bilansującej;
 - b) określenie kryteriów klasyfikacji w odniesieniu do każdego możliwego celu aktywacji.
4. W odniesieniu do każdej oferty energii bilansującej aktywowanej z listy rankingowej OSP aktywujący ofertę określa cel aktywacji na podstawie metody zgodnie z ust. 3. Cel aktywacji jest widoczny dla wszystkich OSP, którzy zostają powiadomieni o nim za pomocą funkcji optymalizacji aktywacji.
5. W przypadku gdy aktywacja ofert energii bilansującej odbiega od wyników funkcji optymalizacji aktywacji, OSP publikuje w odpowiednim czasie informacje na temat przyczyn wystąpienia takiego odchylenia.
6. Wniosek o aktywację oferty energii bilansującej za pomocą funkcji optymalizacji aktywacji zobowiązuje wnioskującego OSP i OSP przyłączającego do zaakceptowania gwarantowanej wymiany energii bilansującej. Każdy OSP przyłączający zapewnia aktywację oferty energii bilansującej wybranej przez funkcję optymalizacji aktywacji. Energia bilansująca jest rozliczana zgodnie z art. 50 pomiędzy OSP przyłączającym i dostawcą usług bilansujących zgodnie z tytułem V rozdział 2.

7. Aktywacja ofert energii bilansującej opiera się na modelu OSP-OSP wykorzystującym listę rankingową.
 8. Każdy OSP dostarcza wszystkie niezbędne dane do działania algorytmu funkcji optymalizacji aktywacji określonego w art. 58 ust. 1 i 2 zgodnie z zasadami ustanowionymi na podstawie art. 31 ust. 1.
 9. Każdy OSP przyłączający przed czasem zamknięcia bramki dla złożenia oferty energii elektrycznej przez OSP przekazuje wszystkie oferty energii bilansującej otrzymane od dostawców usług bilansujących do funkcji optymalizacji aktywacji, uwzględniając wymogi określone w art. 26 i 27. OSP przyłączający nie mogą modyfikować ani wycofywać ofert energii bilansującej, z wyjątkiem:
 - a) ofert energii bilansującej, o których mowa w art. 26 i 27;
 - b) ofert energii bilansującej, które są ewidentnie błędne i obejmują niewykonalny wolumen dostawy;
 - c) ofert energii bilansującej, które nie zostały przekazane na europejskie platformy zgodnie z ust. 10.
 10. Każdy OSP stosujący model samodzielnego dysponowania i działający w ramach obszaru grafikowego z czasem zamknięcia bramki lokalnego rynku dnia bieżącego przypadającym po zamknięciu bramki rynku energii bilansującej zgodnie z art. 24 może opracować propozycję ograniczenia liczby ofert przekazywanych europejskim platformom zgodnie z art. 19–21. Oferty przekazywane europejskim platformom muszą być zawsze ofertami najtańszymi. Taka propozycja obejmuje:
 - a) określenie minimalnego wolumenu przekazywanego europejskim platformom. Minimalny wolumen ofert przekazywanych przez OSP musi być nie mniejszy niż suma wymogów rezerwy mocy dla jego bloku LFC zgodnie z art. 157 i 160 rozporządzenia (UE) 2017/1485 i zobowiązaniami wynikającymi z wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw;
 - b) zasady zwalniania ofert nieprzekazanych europejskim platformom oraz określenie momentu, w którym zainteresowani dostawcy usług bilansujących są informowani o zwolnieniu ofert.
 11. Przynajmniej raz na dwa lata po zatwierdzeniu przez odpowiedni organ regulacyjny propozycji, o której mowa w ust. 10, wszyscy OSP oceniają wpływ ograniczenia wolumenu ofert przekazanych europejskim platformom oraz funkcjonowanie rynku dnia bieżącego. Taka ocena obejmuje:
 - a) przeprowadzaną przez właściwych OSP ocenę minimalnego wolumenu ofert, jaki powinien zostać przekazany europejskim platformom zgodnie z ust. 10 lit. a);
 - b) zalecenie dla właściwych OSP ograniczających oferty dotyczące energii bilansującej.
- W oparciu o powyższą ocenę wszyscy OSP przedstawiają wszystkim organom regulacyjnym propozycję dotyczącą przeglądu minimalnego wolumenu ofert energii bilansującej, jaki powinien zostać przekazany europejskim platformom zgodnie z ust. 10 lit. a).
12. Każdy wnioskujący OSP może wystąpić o aktywację ofert energii bilansującej z list rankingowych aż do całkowitego wolumenu energii bilansującej. Całkowity wolumen energii bilansującej, jaki może zostać aktywowany przez wnioskującego OSP z ofert energii bilansującej pochodzących z list rankingowych, oblicza się jako sumę wolumenów:
 - a) ofert energii bilansującej złożonych przez wnioskującego OSP, które nie są wynikiem współdzielenia rezerw ani wymiany mocy bilansującej;
 - b) ofert energii bilansującej złożonych przez innych OSP w wyniku mocy bilansującej zamówionej w imieniu wnioskującego OSP;
 - c) ofert energii bilansującej wynikających ze współdzielenia rezerw, pod warunkiem że pozostali OSP uczestniczący we współdzieleniu rezerw nie wystąpili jeszcze z wnioskiem o aktywację tych wspólnych wolumenów.
 13. Wszyscy OSP mogą ustanowić w propozycjach dotyczących ram wdrażania europejskich platform opracowanych zgodnie z art. 19, 20 i 21 warunki lub sytuacje, w których nie mają zastosowania ograniczenia określone w ust. 12. Gdy OSP wystąpi o oferty dotyczące energii bilansującej wykraczające poza ograniczenie określone w ust. 12, wszyscy pozostali OSP muszą zostać poinformowani o tym fakcie w odpowiednim czasie.
 14. Każdy OSP może zadeklarować oferty energii bilansującej zgłoszone do funkcji optymalizacji aktywacji jako niedostępne do celów aktywacji przez innych OSP, ponieważ zostały ograniczone z powodu wewnętrznych ograniczeń przesyłowych lub ograniczeń w zakresie bezpieczeństwa pracy systemu na obszarze grafikowym OSP przyłączającego.

Artykuł 30

Wycena energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych wykorzystywanych do celów wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań

1. W terminie jednego roku od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP opracowują propozycję metody określania cen energii bilansującej wynikającej z aktywacji ofert dotyczących energii bilansującej dla procesu odbudowy częstotliwości na podstawie art. 143 i 147 rozporządzenia (UE) 2017/1485 i procesu zastępowania rezerw na podstawie art. 144 i 148 rozporządzenia (UE) 2017/1485. Metoda ta:

- a) opiera się na cenach krańcowych (metoda płatności oparta na cenie krańcowej);
- b) określa sposób, w jaki aktywacja ofert energii bilansującej aktywowanych do celów innych niż bilansowanie wpływa na cenę energii bilansującej, zapewniając jednocześnie, aby przynajmniej oferty energii bilansującej aktywowane w celu zarządzania wewnętrznymi ograniczeniami przesyłowymi nie określały ceny krańcowej energii bilansującej;
- c) ustanawia co najmniej jedną cenę energii bilansującej dla każdego okresu rozliczania niezbilansowania;
- d) przekazuje właściwe sygnały cenowe i zachęty uczestnikom rynku;
- e) uwzględnia metodę wyceny stosowaną w przedziałach czasowych rynku dnia następnego i dnia bieżącego.

2. Jeżeli OSP uznają, że konieczne jest określenie limitów cen dla sprawnego funkcjonowania rynku, mogą wspólnie opracować w ramach propozycji zgodnie z ust. 1 propozycję jednolitych maksymalnych i minimalnych cen energii bilansującej oraz cen ofertowych i cen rozliczeniowych, które mają być stosowane na wszystkich obszarach graficznych. W takim przypadku zharmonizowane minimalne i maksymalne ceny energii bilansującej uwzględniają minimalną i maksymalną cenę rozliczeniową na rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2015/1222.

3. W propozycji zgodnie z ust. 1 określa się również metodę wyceny międzyobszarowych zdolności przesyłowych wykorzystywanych do celów wymiany energii bilansującej lub do celów obsługi procesu kompensowania niezbilansowań. Taka metoda musi być spójna z wymogami ustanowionymi zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2015/1222 oraz musi:

- a) odzwierciedlać ograniczenia występujące na rynku;
- b) opierać się na cenach energii bilansującej z aktywowanych ofert dotyczących energii bilansującej określanych zgodnie z metodą wyceny na podstawie ust. 1 lit. a) lub, w stosownych przypadkach, zgodnie z metodą wyceny na podstawie ust. 5;
- c) nie stosować żadnych dodatkowych opłat za wymianę energii bilansującej lub obsługę procesu kompensowania niezbilansowań, z wyjątkiem opłaty w celu zrekompensowania strat, jeżeli opłata ta jest również uwzględniona w innych przedziałach czasowych.

4. Zharmonizowana metoda wyceny określona w ust. 1 ma zastosowanie do energii bilansującej ze wszystkich produktów standardowych i specyficznych, o których mowa w art. 26 ust. 3 lit. a). W przypadku produktów specyficznych, o których mowa w art. 26 ust. 3 lit. b), OSP, którego to dotyczy, może zaproponować inną metodę wyceny określoną we wniosku dotyczącym produktów specyficznych zgodnie z art. 26.

5. W przypadku gdy wszyscy OSP zidentyfikują braki efektywności w zakresie stosowania metody proponowanej na podstawie ust. 1 lit. a), mogą wystąpić z wnioskiem o zmianę i zaproponować metodę wyceny alternatywną w stosunku do metody wyceny w ust. 1 lit. a). W takim przypadku wszyscy OSP przeprowadzają szczegółową analizę wykazującą, że alternatywna metoda wyceny jest bardziej efektywna.

Artykuł 31

Funkcja optymalizacji aktywacji

1. Wszyscy OSP ustanawiają funkcję optymalizacji aktywacji zgodnie z art. 29 i niniejszym artykułem na potrzeby optymalizacji aktywacji ofert energii bilansującej z różnych list rankingowych. Funkcja ta uwzględnia co najmniej:

- a) procesy aktywacji i ograniczenia techniczne związane z różnymi produktami energii bilansującej;
- b) bezpieczeństwo pracy systemu;
- c) wszystkie oferty energii bilansującej zawarte na kompatybilnych listach rankingowych;

- d) możliwość kompensowania przeciwdziałających wniosków w sprawie aktywacji złożonych przez OSP;
 - e) wnioski w sprawie aktywacji złożone przez wszystkich OSP;
 - f) dostępne międzyobszarowe zdolności przesyłowe.
2. Listy rankingowe składają się z ofert energii bilansującej w odniesieniu do produktów standardowych. Wszyscy OSP tworzą niezbędne listy rankingowe w odniesieniu do produktów standardowych. Oferty dotyczące energii bilansującej w górę lub w dół należy przedstawić osobno na różnych listach rankingowych.
 3. Każda funkcja optymalizacji aktywacji korzysta z co najmniej jednej listy rankingowej dla ofert energii bilansującej w górę i jednej listy rankingowej dla ofert energii bilansującej w dół.
 4. OSP zapewniają, aby oferty energii bilansującej zgłoszone na listach rankingowych wyrażano w EUR i aby zawierały one odniesienie do podstawowego okresu handlowego.
 5. W zależności od wymogu dotyczącego produktów standardowych energii bilansującej OSP mogą utworzyć więcej list rankingowych.
 6. Każdy OSP musi przekazać swoje wnioski o aktywację ofert dotyczących energii bilansującej do funkcji optymalizacji aktywacji.
 7. Funkcja optymalizacji aktywacji wybiera oferty energii bilansującej i wnioskuje o aktywację wybranych ofert energii bilansującej do OSP przyłączających, na obszarze których jest przyłączony dostawca usług bilansujących, związany z wybraną ofertą energii bilansującej.
 8. Funkcja optymalizacji aktywacji przekazuje potwierdzenie aktywowanych ofert energii bilansującej do OSP wnioskującego o aktywację ofert energii bilansującej. Aktywowani dostawcy usług bilansujących są odpowiedzialni za dostarczenie wnioskowanych wolumenów do końca okresu dostawy.
 9. Wszyscy OSP, którzy obsługują proces odbudowy częstotliwości i proces zastępowania rezerw w celu bilansowania ich obszaru LFC, dążą do wykorzystania wszystkich ofert energii bilansującej z odpowiednich list rankingowych, w celu bilansowania systemu w sposób najbardziej skuteczny, uwzględniając bezpieczeństwo jego pracy.
 10. OSP, którzy nie stosują procesu zastępowania rezerw w celu bilansowania obszaru LFC, dążą do wykorzystania wszystkich ofert energii bilansującej z odpowiednich list rankingowych dla rezerw odbudowy częstotliwości, w celu bilansowania systemu w najbardziej efektywny sposób, uwzględniając bezpieczeństwo jego pracy.
 11. Z wyjątkiem stanu normalnego OSP mogą zdecydować się na bilansowanie systemu z wykorzystaniem jedynie ofert energii bilansującej od dostawców usług bilansujących na ich obszarze regulacyjnym, jeżeli taka decyzja pomaga złagodzić nasilenie bieżącego stanu systemu. OSP opublikują uzasadnienie takiej decyzji bez zbędnej zwłoki.

ROZDZIAŁ 2

Moc bilansująca

Artykuł 32

Przepisy dotyczące zakupu

1. Wszyscy OSP bloku LFC regularnie i co najmniej raz do roku dokonują przeglądu wymogów rezerwy mocy dla bloku LFC lub obszarów grafików bloku LFC oraz określają te wymogi zgodnie z zasadami określania wielkości, o których mowa w art. 127, 157 i 160 rozporządzenia (UE) 2017/1485. Każdy OSP przeprowadzi analizę dotyczącą optymalnego zapewnienia rezerwy mocy w celu zminimalizowania kosztów związanych z zapewnieniem rezerwy mocy. W analizie tej uwzględniane są następujące warianty zapewnienia rezerwy mocy:
 - a) zakup mocy bilansującej w ramach obszaru regulacyjnego i w stosownych przypadkach wymiana mocy bilansującej z sąsiednimi OSP;
 - b) w stosownych przypadkach, współdzielenie rezerw;
 - c) wolumen niezakontraktowanych ofert energii bilansującej, które według oczekiwań będą dostępne zarówno w ramach obszaru regulacyjnego danego OSP, jak i europejskich platform uwzględniających dostępne międzyobszarowe zdolności przesyłowe.

2. Każdy OSP, który nabywa moc bilansującą, określa zasady zakupu mocy bilansującej w propozycji warunków dotyczących dostawców usług bilansujących opracowanej zgodnie z art. 18. Zasady zakupu mocy bilansującej muszą być zgodne z następującymi regułami:

- a) metoda zakupu jest metodą rynkową przynajmniej dla rezerw odbudowy częstotliwości i rezerw zastępczych;
- b) proces zakupu jest dokonywany w perspektywie krótkoterminowej w możliwym zakresie i w przypadku, gdy jest to efektywne pod względem ekonomicznym;
- c) wolumen zakontraktowany można podzielić na kilka okresów zakontraktowania.

3. Zakupu mocy bilansującej w górę lub w dół przynajmniej dla rezerw odbudowy częstotliwości i rezerw zastępczych dokonuje się oddzielnie. Każdy OSP może przedstawić propozycję właściwemu organowi regulacyjnemu zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE, wnioskując o zwolnienie z tego wymogu. Propozycje, których dotyczy zwolnienie, obejmują:

- a) szczegółowe wskazanie okresu, podczas którego będzie miało zastosowanie dane zwolnienie;
- b) określenie wolumenu mocy bilansującej, dla którego będzie miało zastosowanie dane zwolnienie;
- c) analizę wpływu takiego zwolnienia na udział środków bilansujących zgodnie z art. 25 ust. 6 lit. b);
- d) uzasadnienie zwolnienia, wykazujące, że takie zwolnienie doprowadziłoby do wyższej efektywności ekonomicznej.

Artykuł 33

Wymiana mocy bilansującej

1. Dwóch lub więcej OSP, którzy prowadzą wymianę mocy bilansującej lub planują prowadzenie takiej wymiany, określają propozycję dotyczącą ustanowienia wspólnych i zharmonizowanych zasad i procesów wymiany i zakupu mocy bilansującej przy jednoczesnym przestrzeganiu wymogów określonych w art. 32.

2. Z wyjątkiem przypadków, w których stosuje się model OSP-DUB zgodnie z art. 35, wymiana mocy bilansującej jest zawsze realizowana w oparciu o model OSP-OSP, w przypadku którego co najmniej dwóch OSP ustanawia wspólny proces zakupu mocy bilansującej, uwzględniając dostępne międzyobszarowe zdolności przesyłowe i granice bezpieczeństwa pracy systemu określone w tytule VIII część IV rozdziału 1 i 2 rozporządzenia (UE) 2017/1485.

3. Wszyscy OSP prowadzący wymianę mocy bilansującej składają wszystkie oferty mocy bilansującej dla produktów standardowych do funkcji optymalizacji zakupu rezerw mocy. OSP nie zmieniają ani nie wycofują żadnych ofert mocy bilansującej i włączają je w zakres procedury zakupu, chyba że zastosowanie mają warunki określone w art. 26 i art. 27.

4. Wszyscy OSP prowadzący wymianę mocy bilansującej lub dzielący się rezerwami zapewniają zarówno dostępność międzyobszarowych zdolności przesyłowych, jak i spełnienie wymogów w zakresie utrzymania bezpieczeństwa pracy systemu określonych w rozporządzeniu (UE) 2017/1485 za pomocą:

- a) metod obliczania prawdopodobieństwa wielkości dostępnych międzyobszarowych zdolności przesyłowych po czasie zamknięcia bramki dla międzyobszarowego rynku dnia bieżącego zgodnie z ust. 6;
- b) metod przydzielania międzyobszarowych zdolności przesyłowych do przedziałów czasowych bilansowania zgodnie z tytułem IV rozdział 2.

5. Każdy OSP stosujący metodę obliczania prawdopodobieństwa wielkości dostępnych międzyobszarowych zdolności przesyłowych po czasie zamknięcia bramki dla międzyobszarowego rynku dnia bieżącego informuje innych OSP w jego bloku LFC o ryzyku związanym z niedostępnością rezerwy mocy w obszarze lub obszarach grafików jego obszaru regulacyjnego, która to niedostępność może mieć wpływ na spełnienie wymogów na podstawie art. 157 ust. 2 lit. b) rozporządzenia (UE) 2017/1485.

6. OSP prowadzący wymianę mocy bilansującej na potrzeby rezerw odbudowy częstotliwości i rezerw zastępczych mogą opracować propozycję dotyczącą metody obliczania prawdopodobieństwa wielkości dostępnych międzyobszarowych zdolności przesyłowych po czasie zamknięcia bramki dla międzyobszarowego rynku dnia bieżącego. W ramach tej metody określa się co najmniej:

- a) procedury dotyczące powiadamiania innych OSP w bloku LFC;
- b) opis procesu przeprowadzania oceny dla odpowiedniego okresu wymiany mocy bilansującej lub dzielenia się rezerwami;

- c) metodę oceny ryzyka związanego z niedostępnością międzyobszarowych zdolności przesyłowych z powodu planowanych i nieplanowanych wyłączeń i ograniczeń sieciowych;
 - d) metodę oceny ryzyka związanego z niewystarczającą rezerwą mocy ze względu na niedostępność międzyobszarowych zdolności przesyłowych;
 - e) wymogi dotyczące rozwiązania rezerwowego w przypadku niedostępności międzyobszarowych zdolności przesyłowych lub niewystarczającej rezerwy mocy;
 - f) wymogi dotyczące przeglądu *ex post* i monitorowania ryzyka;
 - g) zasady w celu zapewnienia realizacji rozliczenia zgodnie z tytułem V.
7. OSP nie mogą zwiększać marginesu niezawodności obliczanego na podstawie rozporządzenia (UE) 2015/1222 ze względu na wymianę mocy bilansującej lub dzielenie się rezerwami.

Artykuł 34

Przekazywanie mocy bilansującej

1. W ramach obszaru geograficznego, na którym miał miejsce zakup mocy bilansującej, OSP umożliwiają dostawcom usług bilansujących przekazywanie ich zobowiązań do dostarczenia mocy bilansującej. Jeden lub kilku OSP, których to dotyczy, mogą zaproponować zwolnienie z tego obowiązku, jeżeli okresy zakontraktowania dla mocy bilansującej zgodnie z art. 32 ust. 2 lit. b) są bezwzględnie krótsze niż jeden tydzień.
2. Przekazywanie mocy bilansującej jest dozwolone najpóźniej na godzinę przed rozpoczęciem dnia dostawy.
3. Przekazywanie mocy bilansującej jest dozwolone, jeżeli spełnione są następujące warunki:
 - a) odbierający dostawca usług bilansujących przeszedł proces kwalifikacji wstępnej dla mocy bilansującej, w odniesieniu do której dokonuje się przekazania;
 - b) przekazanie mocy bilansującej zgodnie z oczekiwaniami nie stanowi zagrożenia dla bezpieczeństwa pracy systemu;
 - c) przekazanie mocy bilansującej nie przekracza granic bezpieczeństwa pracy systemu określonych w tytule VIII część IV rozdziały 1 i 2 rozporządzenia (UE) 2017/1485.
4. Jeżeli przekazanie mocy bilansującej wymaga wykorzystania międzyobszarowych zdolności przesyłowych, takie przekazanie jest dozwolone w przypadku, gdy:
 - a) międzyobszarowe zdolności przesyłowe wymagane w celu dokonania przekazania są już dostępne w wyniku poprzednich procesów alokacji zgodnie z tytułem IV rozdział 2;
 - b) międzyobszarowe zdolności przesyłowe są dostępne na podstawie metody obliczania prawdopodobieństwa wielkości dostępnych międzyobszarowych zdolności przesyłowych po czasie zamknięcia bramki dla międzyobszarowego rynku dnia bieżącego zgodnie z art. 33 ust. 6;
5. Jeżeli OSP nie zezwala na przekazanie mocy bilansującej, OSP, którego to dotyczy, wyjaśnia zaangażowanym dostawcom usług bilansujących przyczynę odmowy.

ROZDZIAŁ 3

Model OSP-DUB

Artykuł 35

Wymiana usług bilansujących

1. Co najmniej dwóch OSP może z własnej inicjatywy lub na wniosek ich właściwych organów regulacyjnych zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE przedstawić propozycję dotyczącą stosowania modelu OSP-DUB.
2. Propozycja dotycząca stosowania modelu OSP-DUB musi obejmować:
 - a) analizę kosztów i korzyści przeprowadzoną zgodnie z art. 61, w ramach której określa się efektywność stosowania modelu OSP-DUB co najmniej dla obszaru grafikowego lub obszarów grafikowych OSP, których to dotyczy;
 - b) wnioskowany okres stosowania;
 - c) opis metody zapewnienia odpowiednich międzyobszarowych zdolności przesyłowych zgodnie z art. 33 ust. 6.

3. Jeżeli ma zastosowanie model OSP-DUB, odpowiedni OSP i dostawcy usług bilansujących mogą być zwolnieni ze stosowania wymogów przewidzianych w art. 16 ust. 2, 4 i 5 oraz art. 29 ust. 9 w odniesieniu do odpowiednich procesów.
4. Jeżeli ma zastosowanie model OSP-DUB, OSP, których to dotyczy, uzgadniają wymogi techniczne i umowne oraz kwestię wymiany informacji do celów aktywacji ofert dotyczących energii bilansującej. OSP zamawiający usługi i dostawca usług bilansujących określają ustalenia umowne na podstawie modelu OSP-DUB.
5. Model OSP-DUB w odniesieniu do wymiany energii bilansującej dla rezerw odbudowy częstotliwości może mieć zastosowanie jedynie w przypadku, gdy model ten ma również zastosowanie do wymiany mocy bilansującej dla rezerw odbudowy częstotliwości.
6. Model OSP-DUB w odniesieniu do wymiany energii bilansującej dla rezerw zastępczych może mieć zastosowanie, jeżeli model ten ma zastosowanie do wymiany mocy bilansującej dla rezerw zastępczych lub jeżeli jeden z dwóch zaangażowanych OSP nie obsługuje procesu zastępowania rezerw jako części struktury regulacji mocy i częstotliwości zgodnie z częścią IV rozporządzenia (UE) 2017/1485.
7. W terminie czterech lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszystkie wymiany mocy bilansującej muszą być oparte na modelu OSP-OSP. Wymóg ten nie będzie miał zastosowania do modelu OSP-DUB dla rezerw zastępczych, jeżeli jeden z dwóch zaangażowanych OSP nie obsługuje procesu zastępowania rezerw jako części struktury regulacji mocy i częstotliwości zgodnie z częścią IV rozporządzenia (UE) 2017/1485.

TYTUŁ IV

MIĘDZYOBSZAROWE ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWE W NA POTRZBY USŁUG BILANSUJĄCYCH

ROZDZIAŁ 1

Wymiana energii bilansującej lub proces kompensowania niezbilansowań

Artykuł 36

Wykorzystywanie międzyobszarowych zdolności przesyłowych

1. Wszyscy OSP wykorzystują dostępne międzyobszarowe zdolności przesyłowe obliczone zgodnie z art. 37 ust. 2 i 3 do celów wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań.
2. Co najmniej dwóch OSP prowadzących wymianę mocy bilansującej lub dzielących się rezerwami może wykorzystywać międzyobszarowe zdolności przesyłowe do wymiany energii bilansującej, jeżeli takie zdolności przesyłowe są:
 - a) dostępne zgodnie z art. 33 ust. 6;
 - b) uwolnione zgodnie z art. 38 ust. 8 i 9;
 - c) przydzielone zgodnie z art. 40, 41 i 42.

Artykuł 37

Wyznaczanie międzyobszarowych zdolności przesyłowych

1. Po czasie zamknięcia bramki dla międzyobszarowego rynku dnia bieżącego OSP stale aktualizują dostępność międzyobszarowych zdolności przesyłowych do wymiany energii bilansującej lub do obsługi procesu kompensowania niezbilansowań. Międzyobszarowe zdolności przesyłowe są aktualizowane za każdym razem, gdy wykorzystano część międzyobszarowych zdolności przesyłowych lub gdy takie zdolności przesyłowe zostały ponownie obliczone.
2. Przed wdrożeniem metody wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z ust. 3 OSP wykorzystują międzyobszarowe zdolności przesyłowe pozostałe po czasie zamknięcia bramki dla międzyobszarowego rynku dnia bieżącego.
3. W terminie pięciu lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP z danego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych opracowują metodę wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych dla horyzontów czasowych bilansowania na potrzeby wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań. W ramach takiej metody unika się zakłóceń rynku i zapewnia spójność z metodą wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych mającą zastosowanie w przypadku przedziałów czasowych dnia bieżącego ustanowionych zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2015/1222.

ROZDZIAŁ 2

Wymiana mocy bilansującej lub współdzielenie rezerw

Artykuł 38

Wymagania ogólne

1. Co najmniej dwóch OSP może z własnej inicjatywy lub na wniosek ich właściwych organów regulacyjnych zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE ustanowić propozycję dotyczącą stosowania jednego z następujących procesów:

- a) procesu kooptymalizacji alokacji zgodnie z art. 40;
- b) procesu alokacji rynkowej zgodnie z art. 41;
- c) procesu alokacji w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej zgodnie z art. 42.

Międzyobszarowe zdolności przesyłowe zaalokowane dla wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw przed wejściem w życie niniejszego rozporządzenia mogą być nadal wykorzystywane do tych celów do końca okresu zakontraktowania.

2. Propozycja stosowania procesu alokacji musi obejmować:

- a) granice obszaru rynkowego, przedział czasowy rynku, czas trwania stosowania oraz metodę, która ma być stosowana;
- b) w przypadku procesu alokacji opartego na analizie efektywności ekonomicznej, wolumen alokowanych międzyobszarowych zdolności przesyłowych oraz analizę rzeczywistej efektywności ekonomicznej uzasadniającą efektywność takiej alokacji.

3. W terminie pięciu lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP opracowują propozycję harmonizacji metod procesu alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych do wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw dla poszczególnych przedziałów czasowych zgodnie z art. 40 i, w stosownych przypadkach, art. 41 oraz 42.

4. Międzyobszarowe zdolności przesyłowe zaalokowane dla wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw są stosowane wyłącznie w odniesieniu do rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną, w odniesieniu do rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną i rezerw zastępczych. Margines niezawodności obliczany na podstawie rozporządzenia (UE) 2015/1222 jest wykorzystywany do celów obsługi i wymiany rezerw utrzymania częstotliwości, z wyjątkiem połączeń międzysystemowych prądu stałego, w przypadku których międzyobszarowe zdolności przesyłowe do celów obsługi i wymiany rezerw utrzymania częstotliwości mogą być również przydzielane zgodnie z ust. 1.

5. OSP mogą alokować międzyobszarowe zdolności przesyłowe dla wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw jedynie wtedy, gdy międzyobszarowe zdolności przesyłowe są wyznaczone zgodnie z metodami wyznaczania zdolności przesyłowych opracowanymi zgodnie z rozporządzeniami (UE) 2015/1222 i (UE) 2016/1719.

6. W ramach wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych OSP uwzględniają międzyobszarowe zdolności przesyłowe alokowane dla wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw jako już przydzielane międzyobszarowe zdolności przesyłowe.

7. W przypadku gdy posiadacze fizycznych praw przesyłowych wykorzystują międzyobszarowe zdolności przesyłowe do wymiany mocy bilansującej, te zdolności uważa się za nominowane wyłącznie do celów wyłączenia ich z zastosowania zasady „wykorzystaj albo sprzedaj” („UIOSI”).

8. Wszyscy OSP prowadzący wymianę mocy bilansującej lub współdzielący rezerwy dokonują regularnej oceny, czy międzyobszarowe zdolności przesyłowe alokowane dla wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw są nadal niezbędne do tego celu. W przypadku gdy stosuje się proces alokacji w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej, taka ocena musi być przeprowadzana co najmniej w każdym roku. Jeżeli międzyobszarowe zdolności przesyłowe alokowane dla wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw nie są już niezbędne, należy je jak najszybciej uwolnić i zwrócić na potrzeby alokacji zdolności przesyłowych w kolejnych przedziałach czasowych. Takie międzyobszarowe zdolności przesyłowe nie będą już uwzględniane w wyznaczaniu międzyobszarowych zdolności przesyłowych jako już przydzielone międzyobszarowe zdolności przesyłowe.

9. Jeżeli międzyobszarowe zdolności przesyłowe alokowane dla wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw nie zostały wykorzystane do celów związanej z nimi wymiany energii bilansującej, należy je uwolnić do celów wymiany energii bilansującej z krótszym czasem aktywacji lub do celów obsługi procesu kompensowania niezbilansowań.

Artykuł 39

Obliczanie wartości rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych

1. Wartość rynkowa międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany energii i wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw, która to wartość jest wykorzystywana w procesie kooptymalizacji alokacji lub w procesie alokacji rynkowej, jest oparta na faktycznych lub prognozowanych wartościach rynkowych międzyobszarowych zdolności przesyłowych.
2. Faktyczna wartość rynkowa międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany energii jest obliczana na podstawie ofert uczestników rynku na rynkach dnia następnego i uwzględnia, w uzasadnionych i możliwych przypadkach, przewidywane oferty uczestników rynku na rynkach dnia bieżącego.
3. Faktyczna wartość rynkowa międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej, która jest wykorzystywana w procesie kooptymalizacji alokacji lub w procesie alokacji rynkowej, jest obliczana w oparciu o oferty mocy bilansującej składane do funkcji optymalizacji zakupu rezerw mocy zgodnie z art. 33 ust. 3.
4. Faktyczna wartość rynkowa międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów współdzielenia rezerw, która jest wykorzystywana w procesie kooptymalizacji alokacji lub w procesie alokacji rynkowej, jest obliczana w oparciu o uniknięte koszty zakupu mocy bilansującej.
5. Prognozowana wartość rynkowa międzyobszarowych zdolności przesyłowych jest oparta na jednej z następujących zasad alternatywnych:
 - a) stosowaniu przejrzystych wskaźników rynkowych, które umożliwiają określenie wartości rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych; lub
 - b) stosowaniu metody prognozowania, która umożliwia dokładną i wiarygodną ocenę wartości rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych.

Prognozowana wartość rynkowa międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany energii jest obliczana na podstawie przewidywanych różnic cen rynkowych pomiędzy obszarami rynkowymi na rynkach dnia następnego, a w uzasadnionych i możliwych przypadkach, na rynkach dnia bieżącego. Obliczając prognozowaną wartość rynkową, należy odpowiednio uwzględnić dodatkowe istotne czynniki mające wpływ na strukturę odbioru i wytwarzania w różnych obszarach rynkowych.

6. Właściwe organy regulacyjne mogą przeprowadzić przegląd skuteczności metody prognozowania zgodnie z ust. 5 lit. b), w tym porównanie prognozowanych i rzeczywistych wartości rynkowych międzyobszarowych zdolności przesyłowych. W przypadku gdy kontraktowanie odbywa się nie wcześniej niż dwa dni przed dostarczeniem mocy bilansującej, właściwe organy regulacyjne, po przeprowadzeniu przedmiotowego przeglądu, mogą wyznaczyć limit inny niż ten, który określono w art. 41 ust. 2.

Artykuł 40

Proces kooptymalizacji alokacji

1. W terminie dwóch lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP określają metodę procesu kooptymalizacji alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych do wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw. Powyższa metoda ma zastosowanie do wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw przy okresie zakontraktowania nie dłuższym niż jeden dzień i w przypadku gdy kontraktowanie odbywa się nie wcześniej niż jeden dzień przed zapewnieniem mocy bilansującej. Metoda ta obejmuje:
 - a) proces powiadamiania o zastosowaniu procesu kooptymalizacji alokacji;
 - b) szczegółowy opis tego, w jaki sposób międzyobszarowe zdolności przesyłowe są przydzielane do ofert dotyczących wymiany energii i ofert dotyczących wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw w ramach jednego procesu optymalizacji zarówno dla aukcji typu *implicit*, jak i aukcji typu *explicit*;
 - c) szczegółowy opis metody wyceny, systemu gwarantowania praw przesyłowych i dzielenia się dochodami z ograniczeń w przypadku międzyobszarowych zdolności przesyłowych, które zostały alokowane do ofert dotyczących wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw w drodze procesu kooptymalizacji alokacji;
 - d) proces określenia maksymalnego wolumenu międzyobszarowych zdolności przesyłowych alokowanego do wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw.

2. Metoda ta opiera się na porównaniu faktycznej wartości rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw z faktyczną wartością rynkową międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany energii.
3. Metoda wyceny, system gwarantowania praw przesyłowych i dzielenie się dochodami z ograniczeń w przypadku międzyobszarowych zdolności przesyłowych, które zostały alokowane do ofert dotyczących wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw w drodze procesu kooptymalizacji alokacji, zapewniają równe traktowanie względem międzyobszarowych zdolności przesyłowych przydzielanych do ofert dotyczących wymiany energii.
4. Międzyobszarowe zdolności przesyłowe alokowane do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw w drodze procesu kooptymalizacji alokacji wykorzystuje się wyłącznie do wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw i wynikającej z nich wymiany energii bilansującej.

Artykuł 41

Proces alokacji rynkowej

1. W terminie dwóch lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP z regionu wyznaczania zdolności przesyłowych mogą opracować propozycję metody dla procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw. Powyższa metoda ma zastosowanie do wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw przy okresie zakontraktowania nie dłuższym niż jeden dzień i w przypadku gdy kontraktowanie odbywa się nie wcześniej niż jeden tydzień przed zapewnieniem mocy bilansującej. Metoda ta obejmuje:

- a) proces powiadamiania o zastosowaniu procesu alokacji rynkowej;
- b) szczegółowy opis tego, w jaki sposób należy określić faktyczną wartość rynkową międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw oraz prognozowaną wartość rynkową międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany energii, a także w razie potrzeby faktyczną wartość rynkową międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany energii oraz prognozowaną wartość rynkową międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw;
- c) szczegółowy opis metody wyceny, systemu gwarantowania praw przesyłowych i dzielenia się dochodami z ograniczeń w przypadku międzyobszarowych zdolności przesyłowych, które zostały alokowane do ofert wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw w drodze procesu alokacji rynkowej;
- d) proces określenia maksymalnego wolumenu dla międzyobszarowych zdolności przesyłowych alokowanego do wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw zgodnie z ust. 2.

2. Międzyobszarowe zdolności przesyłowe alokowane w oparciu o proces rynkowy muszą być ograniczone do 10 % dostępnych zdolności do wymiany energii w poprzednim odpowiednim roku kalendarzowym pomiędzy odpowiednimi obszarami rynkowymi lub, w przypadku nowych połączeń międzysystemowych, do 10 % całkowitych zdolności technicznych takich nowych połączeń międzysystemowych.

Takie ograniczenie wolumenu nie może mieć zastosowania, jeżeli kontraktowanie odbywa się nie wcześniej niż dwa dni przed zapewnieniem mocy bilansującej lub dla granic obszarów rynkowych połączonych za pomocą połączeń międzysystemowych prądu stałego do czasu zharmonizowania na szczeblu UE procesu kooptymalizacji alokacji zgodnie z art. 38 ust. 3.

3. Metoda ta opiera się na porównaniu faktycznej wartości rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw z prognozowaną wartością rynkową międzyobszarowych zdolności przesyłowych do wymiany energii, lub też na porównaniu prognozowanej wartości rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw z faktyczną wartością rynkową międzyobszarowych zdolności przesyłowych do wymiany energii.

4. Metoda wyceny, system gwarantowania praw przesyłowych i dzielenia się dochodami z ograniczeń w przypadku międzyobszarowych zdolności przesyłowych, które zostały alokowane dla wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw w drodze procesu alokacji rynkowej, zapewniają równe traktowanie względem międzyobszarowych zdolności przesyłowych przydzielanych do wymiany energii.

5. Międzyobszarowe zdolności przesyłowe alokowane do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw w drodze procesu alokacji rynkowej będą wykorzystywane wyłącznie do wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw i wynikającej z nich wymiany energii bilansującej.

*Artykuł 42***Proces alokacji w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej**

1. W terminie dwóch lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP z regionu wyznaczania zdolności przesyłowych mogą opracować propozycję metody alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej. Taka metoda ma zastosowanie do wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw przy okresie zakontraktowania dłuższym niż jeden dzień i w przypadku gdy kontraktowanie odbywa się wcześniej niż jeden tydzień przed zapewnieniem mocy bilansującej. Metoda ta obejmuje:

- a) przepisy i zasady dotyczące alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej;
- b) szczegółowy opis sposobu określania prognozowanej wartości rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw oraz ocenę wartości rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do wymiany energii;
- c) szczegółowy opis metody wyceny, systemu gwarantowania praw przesyłowych i dzielenia się dochodami z ograniczeń w przypadku międzyobszarowych zdolności przesyłowych, które zostały alokowane w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej;
- d) maksymalny wolumen alokowanych międzyobszarowych zdolności przesyłowych do wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw zgodnie z ust. 2.

2. Alokacja międzyobszarowych zdolności przesyłowych w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej musi być ograniczona do 5 % dostępnych zdolności dla wymiany energii poprzedniego roku kalendarzowego odniesienia pomiędzy odpowiednimi obszarami rynkowymi lub, w przypadku nowych połączeń międzysystemowych, do 10 % całkowitych zdolności technicznych takich nowych połączeń międzysystemowych. Takie ograniczenie wolumenu nie może mieć zastosowania do granic obszarów rynkowych połączonych za pomocą połączeń międzysystemowych prądu stałego do czasu zharmonizowania na szczeblu UE procesu kooptymalizacji alokacji zgodnie z art. 38 ust. 3.

3. Ta metoda alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych na podstawie analizy efektywności ekonomicznej opiera się na porównaniu prognozowanej wartości rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw z prognozowaną wartością rynkową międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany energii.

4. Metoda wyceny, system gwarantowania praw przesyłowych i dzielenie się dochodami z ograniczeń w przypadku międzyobszarowych zdolności przesyłowych, które zostały alokowane do wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej, zapewniają równe traktowanie z międzyobszarowymi zdolnościami przesyłowymi alokowanymi do wymiany energii.

5. OSP, o których mowa w ust. 1, opracowują propozycję wykazu wszystkich poszczególnych alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej. Tego rodzaju wykaz obejmuje:

- a) określenie granicy obszaru rynkowego;
- b) wolumen przydzielanych międzyobszarowych zdolności przesyłowych;
- c) okres czasu, w trakcie którego międzyobszarowe zdolności przesyłowe będą przydzielane do wymiany mocy bilansującej lub do współdzielenia rezerw;
- d) analizę ekonomiczną, która uzasadnia efektywność takiej alokacji.

6. OSP, o których mowa w ust. 1, dokonują ponownej oceny wartości przydzielanych międzyobszarowych zdolności przesyłowych w ramach procesu zakupu mocy bilansującej i uwalniają alokowane międzyobszarowe zdolności przesyłowe, które nie są już potrzebne do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw.

*Artykuł 43***Wykorzystanie międzyobszarowych zdolności przesyłowych przez dostawców usług bilansujących**

1. Dostawcy usług bilansujących, którzy zawarli umowę na moc bilansującą z OSP w oparciu o model OSP-DUB zgodnie z art. 35, mają prawo do wykorzystania międzyobszarowych zdolności przesyłowych do wymiany mocy bilansującej, jeżeli są posiadaczami fizycznych praw przesyłowych.

2. Dostawcy usług bilansujących, którzy wykorzystują międzyobszarowe zdolności przesyłowe do wymiany mocy bilansującej w oparciu o model OSP-DUB zgodnie z art. 35, nominują swoje fizyczne prawa przesyłowe do wymiany mocy bilansującej do OSP, których to dotyczy. Takie fizyczne prawa przesyłowe zapewniają ich posiadaczom prawo do zgłaszania grafików do OSP, których to dotyczy, do celów wymiany energii bilansującej, w związku z czym są one wyłączone z zakresu stosowania zasady „wykorzystaj albo sprzedaj”.

3. Międzyobszarowe zdolności przesyłowe przydzielane do wymiany mocy bilansującej zgodnie z ust. 2 są uwzględniane w wyznaczaniu międzyobszarowych zdolności przesyłowych jako już przydzielone międzyobszarowe zdolności przesyłowe.

TYTUŁ V

ROZLICZANIE

ROZDZIAŁ 1

Zasady rozliczania

Artykuł 44

Zasady ogólne

1. Procesy rozliczania muszą:
 - a) generować odpowiednie sygnały ekonomiczne, które odzwierciedlają sytuację niezbilansowania;
 - b) zapewniać, aby niezbilansowania były rozliczane po cenie, która odzwierciedla wartość energii w czasie rzeczywistym;
 - c) zachęcać podmioty odpowiedzialne za bilansowanie, aby zachowywały zbilansowanie lub udzielały pomocy przy przywracaniu zbilansowania w systemie;
 - d) ułatwiać harmonizację mechanizmów rozliczania niezbilansowania;
 - e) zachęcać OSP, aby wykonywały swoje obowiązki zgodnie z art. 127, 153, 157 i 160 rozporządzenia (UE) 2017/1485;
 - f) unikać generowanie niepoprawnych zachęt dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, dostawców usług bilansujących i OSP;
 - g) wspierać konkurencję wśród uczestników rynku;
 - h) zachęcać dostawców usług bilansujących, aby oferowali i dostarczali usługi bilansujące OSP przyłączającym;
 - i) zapewniać neutralność finansową wszystkich OSP.
2. Każdy właściwy organ regulacyjny zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE zapewnia, aby wszystkie OSP, które wchodzi w zakres jego kompetencji, nie odnotowywały zysków lub strat finansowych w odniesieniu do wyniku finansowego rozliczenia na podstawie rozdziałów 2, 3 i 4 niniejszego tytułu w okresie regulacyjnym określonym przez właściwy organ regulacyjny oraz aby każdy dodatni lub ujemny wynik finansowy będący rezultatem rozliczenia na podstawie rozdziałów 2, 3 i 4 niniejszego tytułu został przeniesiony na użytkowników sieci zgodnie z mającymi zastosowanie przepisami krajowymi.
3. Każdy OSP może opracować propozycję dotyczącą dodatkowego mechanizmu rozliczeniowego odrębnego od rozliczania niezbilansowania na potrzeby rozliczenia kosztów zakupu mocy bilansującej zgodnie z rozdziałem 5 niniejszego tytułu, kosztów administracyjnych oraz innych kosztów związanych z bilansowaniem. Ten dodatkowy mechanizm rozliczeniowy ma zastosowanie do podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie. Najlepiej, aby zostało to osiągnięte poprzez wprowadzenie funkcji wyceny niedoboru. Jeżeli OSP wybierają inny mechanizm, powinni uzasadnić to w propozycji. Taka propozycja podlega zatwierdzeniu przez właściwe organy regulacyjne.
4. Każde wprowadzenie lub pobranie do lub z obszaru grafikowego danego OSP musi być rozliczane zgodnie z rozdziałem 3 lub 4 tytułu V.

ROZDZIAŁ 2

Rozliczanie energii bilansującej

Artykuł 45

Obliczanie wolumenu energii bilansującej

1. Odnośnie do rozliczania energii bilansującej przynajmniej dla procesu odbudowy częstotliwości i procesu zastępowania rezerw, każdy OSP ustanawia procedurę do celów:
 - a) obliczania aktywowanego wolumenu energii bilansującej w oparciu o aktywację wnioskowaną lub mierzoną;
 - b) żądania ponownego obliczenia aktywowanego wolumenu energii bilansującej.

2. Każdy OSP oblicza aktywowany wolumen energii bilansującej zgodnie z procedurami na podstawie ust. 1 lit. a) co najmniej dla:
- każdego okresu rozliczania niezbilansowania;
 - jego obszarów niezbilansowania;
 - każdego kierunku; przy czym znak ujemny stosowany jest w przypadku względnego poboru przez dostawcę usług bilansujących, a znak dodatni stosowany jest w przypadku względnej dostawy przez dostawcę usług bilansujących.
3. Każdy OSP przyłączający rozlicza z dostawcami usług bilansujących wszystkie aktywowane wolumeny energii bilansującej obliczone zgodnie z ust. 2.

Artykuł 46

Energia bilansująca do celów procesu utrzymania częstotliwości

- Każdy OSP przyłączający może obliczać i rozliczać z dostawcami usług bilansujących aktywowany wolumen energii bilansującej do celów procesu utrzymania częstotliwości zgodnie z art. 45 ust. 1 i 2.
- Cena – o wartości dodatniej, zerowej lub ujemnej – aktywowanego wolumenu energii bilansującej do celów procesu utrzymania częstotliwości jest określana dla każdego kierunku, jak określono w tabeli 1:

Tabela 1

Płatność z tytułu energii bilansującej

	Cena energii bilansującej dodatnia	Cena energii bilansującej ujemna
Energia bilansująca dodatnia	Płatność OSP na rzecz DUB	Płatność DUB na rzecz OSP
Energia bilansująca ujemna	Płatność DUB na rzecz OSP	Płatność OSP na rzecz DUB

Artykuł 47

Energia bilansująca do celów procesu odbudowy częstotliwości

- Każdy OSP przyłączający oblicza i rozlicza z dostawcami usług bilansujących aktywowany wolumen energii bilansującej do celów procesu odbudowy częstotliwości zgodnie z art. 45 ust. 1 i 2.
- Cena – o wartości dodatniej, zerowej lub ujemnej – aktywowanego wolumenu energii bilansującej do celów procesu odbudowy częstotliwości jest określana dla każdego kierunku zgodnie z art. 30, jak określono w tabeli 1.

Artykuł 48

Energia bilansująca dla procesu zastępowania rezerw

- Każdy OSP przyłączający oblicza i rozlicza z dostawcami usług bilansujących aktywowany wolumen energii bilansującej do celów procesu zastępowania rezerw zgodnie z art. 45 ust. 1 i 2.
- Cena – o wartości dodatniej, zerowej lub ujemnej – aktywowanego wolumenu energii bilansującej do celów procesu zastępowania rezerw jest określana dla każdego kierunku zgodnie z art. 30, jak określono w tabeli 1.

Artykuł 49

Korekta niezbilansowania w odniesieniu do podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie

- Każdy OSP oblicza korektę niezbilansowania, która będzie miała zastosowanie do odpowiednich podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie w odniesieniu do każdej aktywowanej oferty dotyczącej energii bilansującej.
- W przypadku obszarów niezbilansowania, w których dla jednego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie oblicza się kilka końcowych pozycji bilansowych zgodnie z art. 54 ust. 3, korekta niezbilansowania może być obliczona dla każdej pozycji bilansowej.
- W przypadku każdej korekty niezbilansowania każdy OSP określa aktywowany wolumen energii bilansującej obliczony zgodnie z art. 45 oraz każdy wolumen aktywowany na potrzeby inne niż bilansowanie.

ROZDZIAŁ 3

Rozliczanie wymiany energii między OSP

Artykuł 50

Planowa wymiana energii

1. W terminie jednego roku od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP opracowują propozycję dotyczącą wspólnych zasad rozliczania mających zastosowanie do każdego przypadku planowej wymiany energii w wyniku co najmniej jednego z następujących procesów zgodnie z art. 146, 147 i 148 rozporządzenia (UE) 2017/1485:

- a) procesu zastępowania rezerw;
- b) procesu odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną;
- c) procesu odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną;
- d) procesu kompensowania niezbilansowań.

2. Każda funkcja rozliczania OSP-OSP wykonuje rozliczenie zgodnie z zasadami rozliczeń na podstawie ust. 1.

3. W terminie osiemnastu miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP prowadzący planową wymianę energii w ramach danego obszaru synchronicznego opracowują propozycję dotyczącą wspólnych zasad rozliczania mających zastosowanie do planowej wymiany energii zachodzącej w wyniku jednego lub obu poniższych procesów:

- a) procesu utrzymania częstotliwości zgodnie z art. 142 rozporządzenia (UE) 2017/1485;
- b) okresu rampowania zgodnie z art. 136 rozporządzenia (UE) 2017/1485.

4. W terminie osiemnastu miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy asynchronicznie połączeni OSP prowadzący planową wymianę energii między obszarami synchronicznymi opracowują propozycję dotyczącą wspólnych zasad rozliczania mających zastosowanie do planowej wymiany energii zachodzącej w wyniku jednego lub obu poniższych procesów:

- a) procesu utrzymania częstotliwości dla generowanej mocy czynnej na szczeblu obszaru synchronicznego zgodnie z art. 172 i 173 rozporządzenia (UE) 2017/1485;
- b) ograniczeń rampowania dla generowanej mocy czynnej na szczeblu obszaru synchronicznego zgodnie z art. 137 rozporządzenia (UE) 2017/1485.

5. Wspólne zasady rozliczania zgodnie z ust. 1 obejmują co najmniej postanowienia, zgodnie z którymi planowa wymiana energii jest obliczana na podstawie następujących kryteriów:

- a) w okresach uzgodnionych między właściwymi OSP;
- b) według kierunku;
- c) jako całość obliczonej wymiany mocy w okresach ustalonych zgodnie z ust. 5 lit. a).

6. Wspólne zasady rozliczania planowej wymiany energii zgodnie z ust. 1 lit. a), b) i c) muszą uwzględniać:

- a) wszystkie ceny energii bilansującej ustalone zgodnie z art. 30 ust. 1;
- b) metodę wyceny międzyobszarowych zdolności przesyłowych stosowaną na potrzeby wymiany energii bilansującej zgodnie z art. 30 ust. 3.

7. Wspólne zasady rozliczania planowanej wymiany energii zgodnie z ust. 1 lit. d) muszą uwzględniać metodę wyceny międzyobszarowych zdolności przesyłowych stosowaną do prowadzenia procesu kompensowania niezbilansowań zgodnie z art. 30 ust. 3.

8. Wszyscy OSP ustanawiają skoordynowany mechanizm na potrzeby korekt w zakresie rozliczeń między wszystkimi OSP.

Artykuł 51

Nieplanowa wymiana energii

1. W terminie osiemnastu miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP w ramach danego obszaru synchronicznego przedstawiają propozycję dotyczącą wspólnych zasad rozliczania mających zastosowanie do każdego przypadku nieplanowej wymiany energii. Propozycja obejmuje następujące wymogi:

- a) cena nieplanowej wymiany dla energii pobranej z obszaru synchronicznego odzwierciedla cenę energii bilansującej aktywowanej w górę w ramach procesu odbudowy częstotliwości lub w ramach procesu zastępowania rezerw dla danego obszaru synchronicznego;

- b) cena nieplanowej wymiany energii wprowadzonej do obszaru synchronicznego odzwierciedla ceny energii bilansującej aktywowanej w dół w ramach procesu odbudowy częstotliwości lub w ramach procesu zastępowania rezerw dla danego obszaru synchronicznego.
2. W terminie osiemnastu miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy asynchronicznie połączeni OSP przedstawiają propozycję dotyczącą wspólnych zasad rozliczania mających zastosowanie do każdego przypadku nieplanowej wymiany energii między asynchronicznie połączonymi OSP.
3. Propozycje dotyczące wspólnych zasad rozliczania w przypadku nieplanowej wymiany energii między OSP zapewniają uczciwą i równą dystrybucję kosztów i korzyści między tymi podmiotami.
4. Wszyscy OSP ustanawiają skoordynowany mechanizm na potrzeby korekt w zakresie przeprowadzanych między nimi rozliczeń.

ROZDZIAŁ 4

Rozliczanie niezbilansowania

Artykuł 52

Rozliczanie niezbilansowania

1. Każdy OSP lub, w odpowiednich przypadkach, osoba trzecia w ramach swojego obszaru grafikowego lub swoich obszarów grafikowych, w stosownych przypadkach, rozlicza z każdym podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie dla każdego okresu rozliczania niezbilansowania zgodnie z art. 53 wszystkie obliczone niezbilansowania zgodnie z art. 49 i art. 54 w stosunku do odpowiedniej ceny niezbilansowania obliczonej zgodnie z art. 55.
2. W terminie jednego roku od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP opracowują propozycję dotyczącą dalszego sprecyzowania i zharmonizowania co najmniej następujących elementów:
- a) obliczenie korekty niezbilansowania zgodnie z art. 49 oraz obliczenie pozycji bilansowej, niezbilansowania i przydzielonego wolumenu zgodnie z art. 54 ust. 3;
- b) główne elementy wykorzystane do obliczenia ceny niezbilansowania w odniesieniu do wszystkich niezbilansowań zgodnie z art. 55, w tym, w stosownych przypadkach, określenie wartości unikniętej aktywacji energii bilansującej w ramach rezerw odbudowy częstotliwości lub rezerw zastępczych;
- c) stosowanie jednej ceny dla wszystkich niezbilansowań zgodnie z art. 55, która określa jedną cenę dla niezbilansowań dodatnich i dla niezbilansowań ujemnych dla każdego obszaru obowiązywania ceny niezbilansowania w ramach okresu rozliczania niezbilansowania; oraz
- d) określenie warunków i metody stosowania systemu podwójnych cen niezbilansowań zgodnie z art. 55, zgodnie z którym to systemem określa się jedną cenę dla niezbilansowań dodatnich i jedną cenę dla niezbilansowań ujemnych dla każdego obszaru obowiązywania ceny niezbilansowania w ramach okresu rozliczania niezbilansowania, w tym:
- (i) warunków dotyczących tego, kiedy OSP może zaproponować właściwemu organowi regulacyjnemu zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE stosowanie systemu podwójnych cen oraz jakie uzasadnienie należy przedstawić;
- (ii) metodę stosowania podwójnych cen.
3. W ramach harmonizacji zgodnie z ust. 2 należy dokonać rozróżnienia między modelami samodzielnego dysponowania i modelami centralnego dysponowania.
4. Propozycja zgodnie z ust. 2 zawiera termin wdrożenia przypadający nie później niż osiemnaście miesięcy po zatwierdzeniu przez wszystkie właściwe organy regulacyjne zgodnie z art. 5 ust. 2.

Artykuł 53

Okres rozliczania niezbilansowania

1. W terminie trzech lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP stosują okresy rozliczania niezbilansowania wynoszące 15 minut we wszystkich obszarach grafikowych, jednocześnie zapewniając, aby wszystkie granice podstawowego okresu handlowego pokrywały się z granicami okresów rozliczania niezbilansowania.
2. OSP obszaru synchronicznego mogą wspólnie wnioskować o zwolnienie z wymogu określonego w ust. 1.
3. Jeżeli właściwe organy regulacyjne obszaru synchronicznego przyznają zwolnienie z wymogu określonego w ust. 1 na wspólny wniosek OSP danego obszaru synchronicznego lub z ich własnej inicjatywy, właściwe organy regulacyjne przeprowadzają we współpracy z Agencją i przynajmniej co trzy lata analizę kosztów i korzyści dotyczącą harmonizacji okresów rozliczania niezbilansowania w ramach obszarów synchronicznych i między obszarami synchronicznymi.

Artykuł 54

Obliczenie niezbilansowania

1. Każdy OSP oblicza w ramach swojego obszaru grafikowego lub, w stosownych przypadkach, w ramach swoich obszarów grafikowych końcową pozycję bilansową, przydzielony wolumen, korektę niezbilansowania i niezbilansowanie:
 - a) dla każdego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie;
 - b) dla każdego okresu rozliczania niezbilansowania;
 - c) w każdym obszarze niezbilansowania;
2. Obszar niezbilansowania jest równy obszarowi grafikowemu, z wyjątkiem przypadku modelu centralnego dysponowania, w którym obszar niezbilansowania może stanowić część obszaru grafikowego.
3. Do czasu wdrożenia propozycji na podstawie art. 52 ust. 2 każdy OSP oblicza pozycję końcową podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie, stosując jedno z następujących podejść:
 - a) podmiot odpowiedzialny za bilansowanie ma jedną pozycję końcową, która jest równa sumie jej zewnętrznych grafików handlowych i wewnętrznych grafików handlowych;
 - b) podmiot odpowiedzialny za bilansowanie ma dwie pozycje końcowe: pierwsza pozycja jest równa sumie jej zewnętrznych grafików handlowych i wewnętrznych grafików handlowych dotyczących wytwarzania energii, a pozycja druga jest równa sumie jej zewnętrznych grafików handlowych i wewnętrznych grafików handlowych dotyczących zużycia energii;
 - c) w przypadku modelu centralnego dysponowania podmiot odpowiedzialny za bilansowanie może mieć kilka końcowych pozycji bilansowych na jeden obszar niezbilansowania, które są równe grafikom wytwarzania zakładów wytwarzania energii lub grafikom zużycia energii instalacji odbiorczych.
4. Każdy OSP określa zasady dotyczące:
 - a) obliczenia końcowej pozycji bilansowej;
 - b) określenia przydzielonego wolumenu;
 - c) wyznaczenia korekty niezbilansowania zgodnie z art. 49;
 - d) obliczenia niezbilansowania;
 - e) żądania ponownego obliczenia niezbilansowania przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie.
5. Przydzielony wolumen nie będzie obliczany w przypadku podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie nieobejmujących fizycznych dostaw lub odbiorów energii z systemu.
6. Dane niezbilansowanie wskazuje rozmiar i kierunek transakcji rozliczenia między podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie a OSP; niezbilansowanie może mieć:
 - a) wartość ujemną, wskazującą niedobór odnotowany przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie;
 - b) albo wartość dodatnią, wskazującą nadwyżkę odnotowaną przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie.

Artykuł 55

Cena niezbilansowania

1. Każdy OSP określa zasady obliczania ceny niezbilansowania, która może mieć wartość dodatnią, zerową lub ujemną, jak określono w tabeli 2:

Tabela 2

Płatność z tytułu niezbilansowania

	Cena niezbilansowania dodatnia	Cena niezbilansowania ujemna
Niezbilansowanie dodatnie	Płatność OSP na rzecz podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie	Płatność podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie na rzecz OSP
Niezbilansowanie ujemne	Płatność podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie na rzecz OSP	Płatność OSP na rzecz podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie

2. Zakres przepisów zgodnie z ust. 1 obejmuje określenie wartości unikniętej aktywacji energii bilansującej w ramach rezerw odbudowy częstotliwości lub rezerw zastępczych.
3. Każdy OSP określa cenę niezbilansowania dla:
 - a) każdego okresu rozliczania niezbilansowania;
 - b) swoich obszarów obowiązywania ceny niezbilansowania;
 - c) każdego kierunku niezbilansowania.
4. Cena niezbilansowania z tytułu niedoboru nie może być mniejsza niż:
 - a) albo średnia cena ważona energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości i rezerw zastępczych aktywowanej w górę;
 - b) albo wartość unikniętej aktywacji energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości lub rezerw zastępczych, jeżeli w trakcie okresu rozliczania niezbilansowania nie miała miejsca żadna aktywacja energii bilansującej w żadnym z kierunków.
5. Cena niezbilansowania z tytułu nadwyżki nie jest większa niż:
 - a) albo średnia cena ważona energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości i rezerw zastępczych aktywowanej w dół;
 - b) albo wartość unikniętej aktywacji energii bilansującej dla rezerw odbudowy częstotliwości lub rezerw zastępczych, jeżeli w trakcie okresu rozliczania niezbilansowania nie miała miejsca żadna aktywacja energii bilansującej w żadnym z kierunków.
6. Jeżeli w tym samym okresie rozliczania niezbilansowania aktywowano energię bilansującą z rezerw odbudowy częstotliwości lub rezerw zastępczych zarówno w górę, jak i w dół, to cenę rozliczenia niezbilansowania określa się w odniesieniu do niedoboru i nadwyżki na podstawie co najmniej jednej z zasad zgodnie z ust. 4 i 5.

ROZDZIAŁ 5

Rozliczanie mocy bilansującej

Artykuł 56

Zakup na obszarze grafikowym

1. Każdy OSP działający na obszarze grafikowym korzystający z ofert mocy bilansującej ustanawia zasady rozliczania co najmniej rezerw odbudowy częstotliwości i rezerw zastępczych zgodnie z wymogami określonymi w art. 32.
2. Każdy OSP działający na obszarze grafikowym korzystający z ofert mocy bilansującej rozlicza co najmniej wszystkie zakupione rezerwy odbudowy częstotliwości i rezerwy zastępcze zgodnie z wymogami określonymi w art. 32.

Artykuł 57

Zakup poza obszarem grafikowym

1. Wszyscy OSP prowadzący wymianę mocy bilansującej ustanawiają zasady rozliczania zakupionej mocy bilansującej zgodnie z art. 33 i 35.
2. Wszyscy OSP prowadzący wymianę mocy bilansującej wspólnie rozliczają zakupioną moc bilansującą, korzystając z funkcji rozliczania OSP-OSP, zgodnie z art. 33. Wszyscy OSP prowadzący wymianę mocy bilansującej na podstawie modelu OSP-DUB rozliczają zakupioną moc bilansującą zgodnie z art. 35.
3. Wszyscy OSP prowadzący wymianę mocy bilansującej ustanawiają zasady rozliczania alokacji międzyobszarowej zdolności przesyłowej zgodnie z tytułem IV rozdział 2.
4. Wszyscy OSP prowadzący wymianę mocy bilansującej rozliczają alokowane międzyobszarowe zdolności przesyłowe zgodnie z tytułem IV rozdział 2.

TYTUŁ VI

ALGORYTM

Artykuł 58

Algorytmy bilansowania

1. W ramach propozycji na podstawie art. 19, 20 i 21 wszyscy OSP opracowują algorytmy, które mają być obsługiwane przez funkcje optymalizacji aktywacji w odniesieniu do aktywacji ofert dotyczących energii bilansującej. Algorytmy te muszą:

- a) przestrzegać metody aktywacji ofert dotyczących energii bilansującej zgodnie z art. 29;
- b) przestrzegać metody wyceny energii bilansującej zgodnie z art. 30;
- c) uwzględniać opisy procesu kompensowania niezbilansowań oraz aktywacji transgranicznej zgodnie z tytułem III część IV rozporządzenia (UE) 2017/1485.

2. W ramach propozycji na podstawie art. 22 wszyscy OSP opracowują algorytm, który ma być obsługiwany przez funkcję procesu kompensowania niezbilansowań. Algorytm ten musi minimalizować aktywację przeciwną środków bilansujących, przeprowadzając proces kompensowania niezbilansowań zgodnie z częścią IV rozporządzenia (UE) 2017/1485.

3. W ramach propozycji na podstawie art. 33 dwóch lub więcej OSP prowadzących wymianę mocy bilansującej opracowuje algorytmy, które mają być obsługiwane przez funkcje optymalizacji zakupu rezerw mocy w odniesieniu do zakupu ofert dotyczących mocy bilansującej. Algorytmy te muszą:

- a) minimalizować ogólne koszty zakupu całej wspólnie zakupionej mocy bilansującej;
- b) w stosownych przypadkach uwzględniać dostępność międzyobszarowych zdolności przesyłowych, w tym możliwych kosztów ich zapewnienia.

4. Wszystkie algorytmy opracowane zgodnie z niniejszym artykułem muszą:

- a) przestrzegać ograniczeń związanych z bezpieczeństwem pracy;
- b) uwzględniać ograniczenia techniczne i sieciowe;
- c) w stosownych przypadkach uwzględniać dostępne międzyobszarowe zdolności przesyłowe.

TYTUŁ VII

SPRAWOZDAWCZOŚĆ

Artykuł 59

Europejskie sprawozdanie dotyczące integracji rynków bilansujących

1. ENTSO-E publikuje, przestrzegając poufności informacji zgodnie z art. 11, europejskie sprawozdanie na temat monitorowania, opisu, analizy i wdrożenia niniejszego rozporządzenia, jak również postępów poczynionych w integracji rynków bilansujących w Europie.

2. Format sprawozdania zmienia się w następujący sposób:

- a) po upływie dwóch lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia i następnie co dwa lata publikuje się sprawozdanie szczegółowe;
- b) po upływie trzech lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia i następnie co dwa lata publikuje się krótszą wersję sprawozdania, aby dokonać przeglądu poczynionych postępów i zaktualizować wskaźniki skuteczności działania.

3. Sprawozdanie zgodnie z ust. 2 lit. a) musi:

- a) opisywać i analizować proces harmonizacji i integracji, jak również postępy poczynione w zakresie harmonizacji i integracji rynków bilansujących dzięki stosowaniu niniejszego rozporządzenia;
- b) opisywać status projektów wdrażania zgodnie z niniejszym rozporządzeniem;
- c) oceniać zgodność projektów wdrażania i badać wszelkie możliwe zmiany, które stwarzają ryzyko dla przyszłej integracji;
- d) analizować rozwój w zakresie wymian mocy bilansującej i współdzielenia rezerw oraz opisywać możliwe bariery, warunki wstępne i działania na rzecz dalszej poprawy wymiany mocy bilansującej i współdzielenia rezerw;

- e) opisywać obecne wymiany usług bilansujących i analizować potencjalne wymiany usług bilansujących;
- f) analizować odpowiedniość produktów standardowych w stosunku do najnowszych zmian i ewolucji w odniesieniu do różnych środków bilansujących i proponować możliwe ulepszenia produktów standardowych;
- g) oceniać potrzebę dalszej harmonizacji produktów standardowych i możliwego wpływu braku harmonizacji na integrację rynków bilansujących;
- h) oceniać istnienie produktów specyficznych wykorzystywanych przez OSP i uzasadnienia dotyczące stosowania tych produktów oraz ich wpływ na integrację rynków bilansujących;
- i) oceniać postępy w zakresie harmonizacji głównych cech rozliczania niezbilansowania, jak również konsekwencje braku harmonizacji i możliwe zakłócenia z nim związane;
- j) przedstawiać wyniki analiz kosztów i korzyści zgodnie z art. 61.

4. ENTSO-E ustanawia wskaźniki efektywności działania dla rynków bilansujących, które zostaną wykorzystane w sprawozdaniach. Tego rodzaju wskaźniki skuteczności działania muszą odzwierciedlać:

- a) dostępność ofert energii bilansującej, w tym ofert pochodzących z mocy bilansującej;
- b) zyski finansowe i oszczędności z tytułu kompensowania niezbilansowań, wymiany usług bilansujących i współdzielenia rezerw;
- c) korzyści uzyskane z tytułu wykorzystania produktów standardowych;
- d) całkowity koszt bilansowania;
- e) efektywność ekonomiczną i niezawodność rynków bilansujących;
- f) możliwą nieefektywność i możliwe zakłócenia na rynkach bilansujących;
- g) straty efektywności spowodowane przez produkty specyficzne;
- h) wolumen i cenę energii bilansującej wykorzystywanej do celów bilansowania, zarówno dostępnej, jak i aktywowanej, z produktów standardowych i z produktów specyficznych;
- i) ceny niezbilansowania oraz niezbilansowania systemu;
- j) zmianę cen usługi bilansującej w latach ubiegłych;
- k) porównanie oczekiwanych kosztów i korzyści z tytułu wszystkich alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów bilansowania z rzeczywiście poniesionymi kosztami i odniesionymi korzyściami z tego tytułu.

5. Przed przedłożeniem ostatecznego sprawozdania ENTSO-E przygotowuje propozycję projektu sprawozdania. W propozycji tej określa się strukturę sprawozdania, jego treść i wskaźniki efektywności działania, które zostaną w nim wykorzystane. Propozycję sprawozdania przedstawia się Agencji, która jest uprawniona do wymagania wprowadzenia zmian w ciągu dwóch miesięcy od złożenia propozycji.

6. Sprawozdanie zgodne z ust. 2 lit. a) zawiera również streszczenia w języku angielskim do każdego ze sprawozdań OSP dotyczących bilansowania zgodnie z art. 60.

7. Sprawozdania zawierają również zdezagregowane informacje i wskaźniki w odniesieniu do każdego obszaru grafikowego, każdej granicy obszaru rynkowego lub każdego bloku LFC.

8. ENTSO-E publikuje sprawozdania w internecie i składa je Agencji nie później niż w terminie sześciu miesięcy po zakończeniu roku, do którego odnosi się dane sprawozdanie.

9. Po upływie terminów, w jakich wszyscy OSP korzystają z europejskich platform zgodnie z art. 19 ust. 5, art. 20 ust. 6, art. 21 ust. 6 i art. 22 ust. 5, wszyscy OSP dokonują przeglądu treści sprawozdań i warunków ich publikacji. Na podstawie wyników tego przeglądu ENTSO-E sporządza propozycję nowej struktury sprawozdań i terminu ich publikacji oraz przedkłada ją Agencji. Agencja jest uprawniona do wymagania wprowadzenia zmian w ciągu trzech miesięcy od złożenia propozycji.

Artykuł 60

Sprawozdanie OSP dotyczące bilansowania

1. Co najmniej raz na dwa lata każdy OSP publikuje sprawozdanie dotyczące bilansowania obejmujące dwa poprzednie lata kalendarzowe, przestrzegając poufności informacji zgodnie z art. 11.

2. Sprawozdanie dotyczące bilansowania musi:
 - a) zawierać informacje dotyczące wolumenów dostępnych, zakupionych i wykorzystanych produktów specyficznych, jak również uzasadnienie dotyczące stosowania produktów specyficznych podlegających warunkom zgodnie z art. 26;
 - b) zawierać skróconą analizę procesu określania wielkości rezerwy mocy, w tym uzasadnienie i wyjaśnienie dotyczące obliczonych wymogów rezerwy mocy;
 - c) zawierać skróconą analizę optymalnego zapewniania rezerwy mocy, w tym uzasadnienie i wyjaśnienie dotyczące wolumenu mocy bilansującej;
 - d) zawierać analizę kosztów i korzyści oraz możliwych nieefektywności i zakłóceń związanych z posiadaniem produktów specyficznych w zakresie konkurencji i fragmentacji rynku, udziału usług zarządzania stroną popytową i odnawialnych źródeł energii, integracji rynków bilansujących oraz skutków ubocznych dla innych rynków energii elektrycznej;
 - e) zawierać analizę możliwości wymiany mocy bilansującej i współdzielenia rezerw;
 - f) zawierać wyjaśnienie i uzasadnienie dotyczące zakupu mocy bilansującej bez wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw;
 - g) zawierać analizę skuteczności funkcji optymalizacji aktywacji w odniesieniu do energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości oraz w stosownych przypadkach w odniesieniu do energii bilansującej z rezerw zastępczych;
3. Sprawozdanie dotyczące bilansowania jest sporządzane w języku angielskim lub przynajmniej zawiera streszczenie w języku angielskim.
4. Na podstawie uprzednio opublikowanych sprawozdań właściwy organ regulacyjny zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE jest uprawniony do wymagania wprowadzenia zmian w zakresie struktury i treści następnego sprawozdania OSP dotyczącego bilansowania.

TYTUŁ VIII

ANALIZA KOSZTÓW I KORZYŚCI

Artykuł 61

Analiza kosztów i korzyści

1. Jeżeli od OSP wymaga się przeprowadzenia analizy kosztów i korzyści zgodnie z niniejszym rozporządzeniem, ustanawiają oni kryteria i metodę analizy kosztów i korzyści oraz przedkładają je właściwym organom regulacyjnym zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE sześć miesięcy przed rozpoczęciem analizy kosztów i korzyści. Właściwe organy regulacyjne są uprawnione do wspólnego wymagania wprowadzenia zmian odnoszących się do kryteriów i metody.
2. Analiza kosztów i korzyści musi uwzględniać co najmniej:
 - a) techniczną wykonalność;
 - b) efektywność ekonomiczną;
 - c) wpływ na konkurencję i integrację rynków bilansujących;
 - d) koszty i korzyści związane z wdrożeniem;
 - e) wpływ na europejskie i krajowe koszty bilansowania;
 - f) potencjalny wpływ na ceny na europejskim rynku energii elektrycznej;
 - g) zdolność OSP i podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie do wypełniania ich zobowiązań;
 - h) wpływ na uczestników rynku w odniesieniu do dodatkowych wymogów technicznych lub wymogów w zakresie IT poddawanych ocenie we współpracy z odnośnymi zainteresowanymi stronami.
3. Wszyscy OSP, których to dotyczy, dostarczają wyniki analizy kosztów i korzyści wszystkim właściwym organom regulacyjnym wraz z uzasadnioną propozycją dotyczącą sposobu rozwiązania możliwych problemów zidentyfikowanych w analizie kosztów i korzyści.

TYTUŁ IX

ODSTĘPSTWA I MONITOROWANIE

Artykuł 62

Odstępstwa

1. Zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE odpowiednie organy regulacyjne mogą na wniosek OSP lub z własnej inicjatywy przyznać właściwym OSP odstępstwa od jednego lub większej liczby przepisów niniejszego rozporządzenia zgodnie z ust. 2–12.
2. OSP może wnieść o przyznanie odstępstwa od następujących wymogów:
 - a) terminów, w jakich dany OSP korzysta z europejskich platform zgodnie z art. 19 ust. 5, art. 20 ust. 6, art. 21 ust. 6 i art. 22 ust. 5;
 - b) definicji czasu zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania w modelu centralnego dysponowania zgodnie z art. 24 ust. 5 i możliwości zmiany ofert dotyczących zintegrowanego procesu grafikowania zgodnie z art. 24 ust. 6;
 - c) maksymalnego wolumenu międzyobszarowych zdolności przesyłowych alokowanych w drodze procesu alokacji rynkowej zgodnie z art. 41 ust. 2 lub w drodze procesu opartego na analizie efektywności ekonomicznej zgodnie z art. 42 ust. 2;
 - d) harmonizacji okresu rozliczania niezbilansowania zgodnie z art. 53 ust. 1;
 - e) wdrożenia wymogów zgodnie z art. 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 54, 55, 56 i 57.
3. Proces przyznawania odstępstwa musi być przejrzysty, niedyskryminacyjny, niestronniczy, właściwie udokumentowany i oparty na uzasadnionym wniosku.
4. OSP kierują pisemny wniosek o udzielenie odstępstwa do właściwego organu regulacyjnego najpóźniej sześć miesięcy przed dniem zastosowania przepisów, których dotyczy wniosek o przyznanie odstępstwa.
5. Wniosek o przyznanie odstępstwa zawiera następujące informacje:
 - a) przepisy, w odniesieniu do których wnosi się o udzielenie odstępstwa;
 - b) okres obowiązywania odstępstwa, o który się wnosi;
 - c) szczegółowy plan i harmonogram, w których określa się sposób rozwiązania kwestii wdrażania odnośnych przepisów niniejszego rozporządzenia po upływie okresu obowiązywania odstępstwa i sposób zapewnienia przedmiotowego wdrożenia;
 - d) ocenę wpływu odstępstwa, którego dotyczy wniosek, na rynki sąsiednie;
 - e) ocenę możliwych zagrożeń dla integracji rynków bilansujących w całej Europie spowodowanych odstępstwem, którego dotyczy wniosek.
6. Właściwy organ regulacyjny podejmuje decyzję w sprawie wszystkich wniosków o przyznanie odstępstwa w terminie sześciu miesięcy od dnia następującego po otrzymaniu przez niego wniosku. Przed upływem wspomnianego terminu można go przedłużyć o trzy miesiące, jeżeli właściwy organ regulacyjny zażąda dodatkowych informacji od OSP składającego wniosek o przyznanie odstępstwa. Bieg dodatkowego terminu rozpoczyna się z chwilą otrzymania kompletnych informacji.
7. OSP składający wniosek o przyznanie odstępstwa przekazuje wszystkie dodatkowe informacje, których zażądał właściwy organ regulacyjny, w terminie dwóch miesięcy od wystąpienia przez organ z przedmiotowym żądaniem. Jeżeli OSP nie dostarczy żądanych informacji w tym terminie, wniosek o przyznanie odstępstwa uznaje się za wycofany, chyba że przed upływem terminu:
 - a) albo właściwy organ regulacyjny postanowi o jego przedłużeniu;
 - b) albo OSP powiadomi odpowiedni organ regulacyjny, przedstawiając uzasadnioną opinię, że wniosek o przyznanie odstępstwa jest kompletny.
8. Podczas rozpatrywania wniosków o przyznanie odstępstwa lub przed przyznaniem odstępstwa z własnej inicjatywy właściwy organ regulacyjny uwzględnia następujące aspekty:
 - a) trudności związane z wdrożeniem danego przepisu lub danych przepisów;
 - b) ryzyko i konsekwencje związane z danym przepisem lub danymi przepisami w odniesieniu do bezpieczeństwa pracy systemu;
 - c) działania podjęte w celu ułatwienia wdrożenia danego przepisu lub danych przepisów;
 - d) wpływ braku wdrożenia danego przepisu lub danych przepisów na niedyskryminację i konkurencję z innymi europejskimi uczestnikami rynku, w szczególności w odniesieniu do usług zarządzania stroną popytową i odnawialnych źródeł energii;

- e) wpływ na ogólną efektywność ekonomiczną i infrastrukturę inteligentnych sieci energetycznych;
 - f) wpływ na inne obszary grafikowe i ogólne konsekwencje dla procesu europejskiej integracji rynkowej.
9. Właściwy organ regulacyjny wydaje uzasadnioną decyzję w sprawie wniosku o przyznanie odstępstwa lub odstępstwa przyznanego z własnej inicjatywy. Jeżeli właściwy organ regulacyjny przyznaje odstępstwo, określa czas jego obowiązywania. Odstępstwo można przyznać tylko jeden raz na maksymalny okres dwóch lat, z wyjątkiem odstępstw określonych w ust. 2 lit. c) i d), które można przyznać na okres do dnia 1 stycznia 2025 r.
10. Właściwy organ regulacyjny powiadamia o swojej decyzji OSP, Agencję i Komisję Europejską. Decyzję publikuje się również na jego stronie internetowej.
11. Właściwe organy regulacyjne prowadzą rejestr wszystkich odstępstw, które przyznały lub których przyznania odmówiły, oraz przekazują Agencji aktualny i skonsolidowany rejestr co najmniej raz na sześć miesięcy, a jego kopię dostarczają ENTSO-E.
12. Rejestr ten zawiera w szczególności:
- a) przepisy, w odniesieniu do których przyznano odstępstwo lub odmówiono jego przyznania;
 - b) treść odstępstwa;
 - c) powody przyznania lub odmowy przyznania odstępstwa;
 - d) skutki przyznania odstępstwa.

Artykuł 63

Monitorowanie

1. ENTSO-E monitoruje wdrażanie niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 8 ust. 8 rozporządzenia (WE) nr 714/2009. Monitorowanie wdrażania niniejszego rozporządzenia przez ENTSO-E musi obejmować co najmniej następujące kwestie:
- a) przygotowanie europejskiego sprawozdania dotyczącego integracji rynku bilansującego zgodnie z art. 59;
 - b) przygotowanie sprawozdania dotyczącego monitorowania wdrażania niniejszego rozporządzenia, w tym wpływu na harmonizację obowiązujących przepisów mających na celu ułatwienie integracji rynkowej.
2. W terminie sześciu miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia ENTSO-E przedstawia Agencji do zaopiniowania plan monitorowania dotyczący sprawozdań, które należy przygotować, oraz wszelkie aktualizacje.
3. Agencja we współpracy z ENTSO-E sporządza w terminie dwunastu miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wykaz istotnych informacji, które ENTSO-E ma przekazać Agencji, zgodnie z art. 8 ust. 9 i art. 9 ust. 1 rozporządzenia (WE) nr 714/2009. Wykaz istotnych informacji może podlegać aktualizacji. ENTSO-E prowadzi kompleksowe archiwum danych w postaci cyfrowej w znormalizowanym formacie, obejmujące informacje wymagane przez Agencję.
4. Wszyscy OSP przekazują ENTSO-E informacje wymagane do wykonywania zadań zgodnie z ust. 1 i 3.
5. Uczestnicy rynku i inne organizacje zaangażowane w integrację rynków bilansujących na wspólny wniosek Agencji i ENTSO-E przekazują ENTSO-E informacje wymagane do celów monitorowania zgodnie z ust. 1 i 3, z wyjątkiem informacji uzyskanych już przez właściwe organy regulacyjne zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE, Agencję lub ENTSO-E w ramach wykonywania przez każdy z tych podmiotów swoich zadań w zakresie monitorowania wdrożenia.

TYTUŁ X

PRZEPISY PRZEJŚCIOWE I KOŃCOWE

Artykuł 64

Przepisy przejściowe dla Irlandii i Irlandii Północnej

Z wyjątkiem udziału w opracowywaniu warunków lub metod, w odniesieniu do których mają zastosowanie odpowiednie terminy, wymogi niniejszego rozporządzenia nie mają zastosowania w Irlandii i Irlandii Północnej do dnia 31 grudnia 2019 r.

*Artykuł 65***Wejście w życie**

1. Niniejsze rozporządzenie wchodzi w życie dwudziestego dnia po jego opublikowaniu w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej*.
2. W przypadku art. 14, 16, 17, 28, 32, 34–36, 44–49 oraz 54–57 niniejsze rozporządzenie stosuje się po upływie jednego roku od jego wejścia w życie.

Niniejsze rozporządzenie wiąże w całości i jest bezpośrednio stosowane we wszystkich państwach członkowskich.

Sporządzono w Brukseli dnia 23 listopada 2017 r.

W imieniu Komisji
Jean-Claude JUNCKER
Przewodniczący

ROZPORZĄDZENIE KOMISJI (UE) 2017/2196**z dnia 24 listopada 2017 r.****ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych****(Tekst mający znaczenie dla EOG)**

KOMISJA EUROPEJSKA,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej,

uwzględniając rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 ⁽¹⁾, w szczególności jego art. 6 ust. 11,

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) W pełni operacyjny i wzajemnie połączony wewnętrzny rynek energii ma zasadnicze znaczenie dla utrzymania bezpieczeństwa dostaw energii, zwiększenia konkurencyjności oraz zapewnienia wszystkim konsumentom możliwości nabywania energii po przystępnych cenach.
- (2) Rozporządzeniem (WE) nr 714/2009 ustanowiono niedyskryminacyjne przepisy dotyczące dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej w celu zapewnienia właściwego funkcjonowania wewnętrznego rynku energii elektrycznej.
- (3) Rozporządzeniem Komisji (UE) 2017/1485 ⁽²⁾ ustanowiono zharmonizowane przepisy dotyczące pracy systemu dla operatorów systemów przesyłowych („OSP”), regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa („RSC”), operatorów systemu dystrybucyjnego („OSD”) oraz znaczących użytkowników sieci („SGU”). Określono w nim poszczególne krytyczne stany systemu (stan normalny, stan alarmowy, stan zagrożenia, stan zaniku zasilania i stan odbudowy systemu). Zawiera ono również wymogi i zasady służące zapewnieniu warunków umożliwiających utrzymanie bezpieczeństwa pracy w całej Unii i wspieraniu koordynacji pracy systemu, wymogi i zasady dotyczące procesów planowania operacyjnego i grafikowania koniecznych dla przewidywania zagrożeń bezpieczeństwa pracy w czasie rzeczywistym oraz wymogi i zasady dotyczące regulacji mocy i częstotliwości oraz rezerw w całej Unii.
- (4) Należy opracować wspólny zestaw minimalnych wymogów i zasad dotyczących procedur i działań podejmowanych w szczególności w ramach stanów zagrożenia, zaniku zasilania i odbudowy systemu.
- (5) Chociaż każdy OSP jest odpowiedzialny za utrzymanie bezpieczeństwa pracy w swoim obszarze regulacyjnym, bezpieczna i sprawna praca systemu elektroenergetycznego Unii jest zadaniem wszystkich OSP Unii, ponieważ wszystkie systemy krajowe są w pewnym stopniu wzajemnie połączone, a awaria w jednym obszarze regulacyjnym może mieć wpływ na inne obszary. Sprawna praca systemu elektroenergetycznego Unii wymaga także ścisłej współpracy i koordynacji między zainteresowanymi stronami.
- (6) Konieczne jest zatem określenie zharmonizowanych wymogów dotyczących środków technicznych i organizacyjnych mających na celu zapobieżenie rozprzestrzenianiu się lub pogłębieniu incydentu w systemie krajowym oraz uniknięcie rozprzestrzenienia się zakłóceń i stanu zaniku zasilania na inne systemy. Konieczne jest również określenie zharmonizowanych procedur, które OSP powinni wdrożyć w celu przywrócenia stanu alarmowego lub stanu normalnego po rozprzestrzenieniu się zakłócenia lub stanu zaniku zasilania.
- (7) Każdy OSP powinien opracować plan obrony systemu oraz plan odbudowy, stosując podejście oparte na trzech etapach: fazie projektu, obejmującej określenie szczegółowej treści planu; fazie wdrożenia, obejmującej opracowanie i instalację wszystkich niezbędnych środków i usług na potrzeby uruchomienia planu; oraz fazie uruchomienia, obejmującej operacyjne wykorzystywanie co najmniej jednego ze środków przewidzianych w planie.
- (8) Harmonizacja wymogów dotyczących opracowania przez OSP ich własnego planu obrony systemu i planu odbudowy powinna zapewnić ogólną efektywność tych planów na poziomie Unii.

⁽¹⁾ Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 15.⁽²⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz.U. L 220 z 25.8.2017, s. 1).

- (9) OSP powinny zapewniać ciągłość transakcji na rynkach energii podczas stanów zagrożenia, zaniku zasilania lub odbudowy systemu oraz zawieszać działania rynkowe i towarzyszące procesy na rynku wyłącznie w ostateczności. Należy ustanowić jasne, obiektywne i zharmonizowane warunki, w których transakcje na rynkach energii mogłyby zostać zawieszane, a następnie przywrócone.
- (10) Każdy OSP powinien wspierać wszelkich innych OSP w stanach zagrożenia, zaniku zasilania lub odbudowy na ich wniosek, jeżeli takie wsparcie nie prowadzi do sytuacji, w której system OSP odpowiadającego na wniosek znajduje się w stanie zagrożenia lub zaniku zasilania.
- (11) W państwach członkowskich, w których wykorzystywane są publiczne systemy łączności, OSP, OSD, SGU i dostawcy usług w zakresie odbudowy powinni dążyć do uzyskania priorytetowego statusu pod względem łączności u swoich odpowiednich dostawców usług telekomunikacyjnych.
- (12) W dniu 20 lipca 2015 r. Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki („Agencja”) zaleciła przyjęcie przez Komisję kodeksu sieci dotyczącego bilansowania energii elektrycznej, z zastrzeżeniem wymogów zawartych w zaleceniu Agencji nr 3/2015.
- (13) Oprócz przepisów ogólnych rozporządzenia (UE) 2017/1485 potrzebne są szczegółowe wymogi, aby zapewnić wymianę informacji i komunikację w stanach zagrożenia, zaniku zasilania lub odbudowy systemu, jak również dostępność krytycznych narzędzi i urządzeń niezbędnych do pracy systemu i jego odbudowy.
- (14) Niniejsze rozporządzenie, które przyjęto na podstawie rozporządzenia (WE) nr 714/2009, uzupełnia wspomniane rozporządzenie i stanowi jego integralną część. Odniesienia do rozporządzenia (WE) nr 714/2009 w innych aktach prawnych należy rozumieć jako odniesienia także do niniejszego rozporządzenia.
- (15) Środki przewidziane w niniejszym rozporządzeniu są zgodne z opinią komitetu, o którym mowa w art. 23 ust. 1 rozporządzenia (WE) nr 714/2009,

PRZYJMUJE NINIEJSZE ROZPORZĄDZENIE:

ROZDZIAŁ I

PRZEPISY OGÓLNE

Artykuł 1

Przedmiot

Do celów zapewnienia bezpieczeństwa pracy, zapobiegania rozprzestrzenianiu się lub pogłębianiu incydentu, aby uniknąć rozległego zakłócenia i stanu zaniku zasilania, jak również aby umożliwić sprawną i szybką odbudowę systemu elektroenergetycznego ze stanu zagrożenia lub stanu zaniku zasilania, w niniejszym rozporządzeniu ustanawia się kodeks sieci, który określa wymogi dotyczące:

- a) zarządzania przez OSP stanami zagrożenia, zaniku zasilania i odbudowy systemu;
- b) koordynacji pracy systemu w całej Unii w stanach zagrożenia, zaniku zasilania i odbudowy systemu;
- c) symulacji i testów służących zagwarantowaniu niezawodnej, skutecznej i szybkiej odbudowy wzajemnie połączonych systemów przesyłowych do stanu normalnego ze stanu zagrożenia lub zaniku zasilania;
- d) narzędzi i urządzeń potrzebnych do zagwarantowania niezawodnej, skutecznej i szybkiej odbudowy wzajemnie połączonych systemów przesyłowych do stanu normalnego ze stanu zagrożenia lub zaniku zasilania.

Artykuł 2

Zakres

1. Niniejsze rozporządzenie ma zastosowanie do OSP, OSD, SGU, dostawców usług w zakresie obrony, dostawców usług w zakresie odbudowy, podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, dostawców usług bilansujących, wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej („NEMO”) oraz innych jednostek wyznaczonych do pełnienia funkcji rynkowych zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) 2015/1222 ⁽¹⁾ i rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/1719 ⁽²⁾.

2. Niniejsze rozporządzenie ma w szczególności zastosowanie do następujących SGU:

- a) istniejących i nowych modułów wytwarzania energii sklasyfikowanych jako moduły typu C i D zgodnie z kryteriami określonymi w art. 5 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 ⁽³⁾;

⁽¹⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz.U. L 197 z 25.7.2015, s. 24).

⁽²⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz.U. L 259 z 27.9.2016, s. 42).

⁽³⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz.U. L 112 z 27.4.2016, s. 1).

- b) istniejących i nowych modułów wytwarzania energii sklasyfikowanych jako moduły typu B zgodnie z kryteriami określonymi w art. 5 rozporządzenia (UE) 2016/631, w przypadku gdy zostaną zidentyfikowane jako SGU zgodnie z art. 11 ust. 4 i art. 23 ust. 4;
- c) istniejących i nowych instalacji odbiorczych przyłączonych do systemu przesyłowego;
- d) istniejących i nowych zamkniętych systemów dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego;
- e) dostawców zapewniających agregowanie modułów wytwarzania energii lub instalacji odbiorczych w drodze agregacji oraz dostawców rezerw mocy czynnej zgodnie z tytułem 8 rozporządzenia (UE) 2017/1485; oraz
- f) istniejących i nowych systemów wysokiego napięcia prądu stałego („HVDC”) oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego zgodnie z kryteriami określonymi w art. 4 ust. 1 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1447 ⁽¹⁾.
3. Niniejsze rozporządzenie ma zastosowanie do istniejących i nowych modułów wytwarzania energii typu A zgodnie z kryteriami określonymi w art. 5 rozporządzenia (UE) 2016/631, do istniejących i nowych modułów wytwarzania energii typu B niewymienionych w ust. 2 lit. b), jak również do istniejących i nowych instalacji odbiorczych, zamkniętych systemów dystrybucyjnych oraz osób trzecich zapewniających regulację zapotrzebowania, w przypadku gdy kwalifikują się one jako dostawcy usług w zakresie obrony lub dostawcy usług w zakresie odbudowy zgodnie z art. 4 ust. 4.
4. Moduły wytwarzania energii typu A i typu B, o których mowa w ust. 3, instalacje odbiorcze i zamknięte systemy dystrybucyjne zapewniające regulację zapotrzebowania mogą spełnić wymogi niniejszego rozporządzenia bezpośrednio albo pośrednio poprzez osobę trzecią, na warunkach określonych zgodnie z art. 4 ust. 4.
5. Niniejsze rozporządzenie ma zastosowanie do jednostek magazynowania energii SGU, dostawcy usług w zakresie obrony lub dostawcy usług w zakresie odbudowy, które mogą być wykorzystane w celu zbilansowania systemu, pod warunkiem że zostaną w ten sposób zidentyfikowane w planach obrony systemu, planach odbudowy lub w odpowiedniej umowie o świadczenie usług.
6. Niniejsze rozporządzenie ma zastosowanie do wszystkich systemów przesyłowych, systemów dystrybucyjnych i połączeń międzysystemowych w Unii, z wyjątkiem systemów przesyłowych i systemów dystrybucyjnych lub części systemów przesyłowych i systemów dystrybucyjnych znajdujących się na wyspach stanowiących część państw członkowskich, których systemy nie pracują synchronicznie z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej, obszarem synchronicznym Wielkiej Brytanii, nordyckim obszarem synchronicznym, obszarem synchronicznym Irlandii i Irlandii Północnej ani bałtyckim obszarem synchronicznym, pod warunkiem że ta praca niesynchroniczna nie jest skutkiem zakłócenia.
7. W państwach członkowskich, w których funkcjonuje więcej niż jeden operator systemu przesyłowego, niniejsze rozporządzenie ma zastosowanie do wszystkich operatorów systemu przesyłowego w danym państwie członkowskim. Jeżeli operator systemu przesyłowego nie ma funkcji istotnej dla jednego lub większej liczby obowiązków wynikających z niniejszego rozporządzenia, państwa członkowskie mogą postanowić, że odpowiedzialność w zakresie spełnienia tych obowiązków zostaje powierzona jednemu określonemu operatorowi systemu przesyłowego lub większej ich liczbie.
8. OSP Litwy, Łotwy i Estonii są zwolnieni ze stosowania art. 15, 29 i 33, o ile i w zakresie, w jakim działają oni w trybie synchronicznym na obszarze synchronicznym, w którym nie wszystkie państwa są związane przepisami Unii, chyba że przewidziano inaczej w umowie o współpracy z OSP z państw trzecich ustanawiającej podstawy ich współpracy w zakresie bezpiecznej pracy systemu zgodnie z art. 10.

Artykuł 3

Definicje

Do celów niniejszego rozporządzenia stosuje się definicje zawarte w art. 2 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE ⁽²⁾, art. 2 rozporządzenia (WE) nr 714/2009, art. 2 rozporządzenia Komisji (UE) nr 543/2013 ⁽³⁾, art. 2 rozporządzenia (UE) 2015/1222, art. 2 rozporządzenia (UE) 2016/631, art. 2 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 ⁽⁴⁾, art. 2 rozporządzenia (UE) 2016/1447, art. 2 rozporządzenia (UE) 2016/1719 i art. 2 rozporządzenia (UE) 2017/1485.

⁽¹⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz.U. L 241 z 8.9.2016, s. 1).

⁽²⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 55).

⁽³⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) nr 543/2013 z dnia 14 czerwca 2013 r. w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej, zmieniające załącznik I do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 (Dz.U. L 163 z 15.6.2013, s. 1).

⁽⁴⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz.U. L 223 z 18.8.2016, s. 10).

Zastosowanie mają ponadto następujące definicje:

- 1) „dostawca usług w zakresie obrony” oznacza podmiot prawny mający prawny lub umowny obowiązek świadczenia usług przyczyniających się do jednego środka lub kilku środków przewidzianych w planie obrony systemu;
- 2) „dostawca usług w zakresie odbudowy” oznacza podmiot prawny mający prawny lub umowny obowiązek świadczenia usług przyczyniających się do jednego środka lub kilku środków przewidzianych w planie odbudowy;
- 3) „znaczący użytkownik sieci o wysokim priorytecie” oznacza znaczącego użytkownika sieci, do którego mają zastosowanie szczególne warunki dotyczące odłączania i ponownego podawania napięcia;
- 4) „obciążenie netto” oznacza wartość netto mocy czynnej z perspektywy danego punktu systemu, obliczaną jako (zapotrzebowanie – moc wytwórcza), wyrażaną ogólnie w kilowatach (kW) lub megawatach (MW), w danym momencie lub uśrednioną dla dowolnego wyznaczonego przedziału czasowego;
- 5) „plan odbudowy” oznacza wszystkie środki techniczne i organizacyjne niezbędne do przywrócenia systemu z powrotem do stanu normalnego;
- 6) „ponowne podanie napięcia” oznacza ponowne przyłączenie wytwarzania i obciążenia w celu podania napięcia na części systemu, które zostały odłączone;
- 7) „odgórna strategia ponownego podania napięcia” oznacza strategię, która wymaga pomocy innych OSP w celu ponownego podania napięcia na części systemu danego OSP;
- 8) „oddolna strategia ponownego podania napięcia” oznacza strategię, w ramach której można ponownie podać napięcie na część systemu danego OSP bez pomocy innych OSP;
- 9) „resynchronizacja” oznacza synchronizację i ponowne połączenie dwóch regionów synchronicznych w punkcie resynchronizacji;
- 10) „lider częstotliwości” oznacza OSP wyznaczonego do zarządzania częstotliwością systemu w regionie synchronicznym lub na obszarze synchronicznym w celu odbudowy częstotliwości systemu z powrotem do wartości częstotliwości znamionowej i odpowiedzialnego za to zarządzanie;
- 11) „region synchroniczny” oznacza część obszaru synchronicznego objętą wspólną działalnością OSP, o wspólnej częstotliwości systemowej, niesynchronizowaną z resztą obszaru synchronicznego;
- 12) „lider resynchronizacji” oznacza OSP wyznaczonego do resynchronizacji dwóch regionów synchronicznych i odpowiedzialnego za nią;
- 13) „punkt resynchronizacji” oznacza urządzenie służące do łączenia dwóch regionów synchronicznych, zwykle wyłącznik.

Artykuł 4

Aspekty regulacyjne

1. Stosując niniejsze rozporządzenie, państwa członkowskie, organy regulacyjne, właściwe podmioty oraz operatorzy systemów:
 - a) stosują zasady proporcjonalności i niedyskryminacji;
 - b) zapewniają przejrzystość;
 - c) stosują zasadę równowagi pomiędzy najwyższą całkowitą sprawnością i najniższymi kosztami ogólnymi dla wszystkich zaangażowanych stron;
 - d) zapewniają, aby OSP korzystali, na ile jest to możliwe, z mechanizmów rynkowych w celu zagwarantowania bezpieczeństwa i stabilności sieci;
 - e) przestrzegają ograniczeń technicznych, prawnych, w zakresie bezpieczeństwa osobistego i ochrony;
 - f) respektują powierzoną właściwemu OSP odpowiedzialność w celu zapewnienia bezpieczeństwa systemu, z uwzględnieniem wymogów przepisów krajowych;
 - g) konsultują się z właściwymi OSD i uwzględniają potencjalne skutki dla ich systemów; oraz
 - h) uwzględniają uzgodnione normy europejskie i specyfikacje techniczne.
2. Każdy OSP przedkłada do zatwierdzenia właściwemu organowi regulacyjnemu, zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE, następujące wnioski:
 - a) warunki działania w charakterze dostawców usług w zakresie obrony na podstawie umowy zgodnie z ust. 4;

- b) warunki działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy na podstawie umowy zgodnie z ust. 4;
- c) wykaz SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z obowiązkowych wymogów określonych w rozporządzeniach (UE) 2016/631, (UE) 2016/1388 i (UE) 2016/1447 lub z przepisów krajowych oraz wykaz środków, które mają być wdrażane przez przedmiotowych SGU określonych przez OSP zgodnie z art. 11 ust. 4 lit. c) i art. 23 ust. 4 lit. c);
- d) wykaz znaczących użytkowników sieci o wysokim priorytecie, o których mowa w art. 11 ust. 4 lit. d) i art. 23 ust. 4 lit. d), lub zasady stosowane w celu ich zdefiniowania oraz warunki dotyczące odłączania takich użytkowników sieci o wysokim priorytecie i ponownego podawania napięcia takim użytkownikom sieci o wysokim priorytecie, o ile nie są określone w przepisach krajowych państw członkowskich;
- e) zasady zawieszania i przywracania działań rynkowych zgodnie z art. 36 ust. 1;
- f) szczegółowe zasady rozliczania odchyleń i rozliczania energii bilansującej w przypadku zawieszenia działań rynkowych zgodnie z art. 39 ust. 1;
- g) plan testów zgodnie art. 43 ust. 2.

3. W przypadku gdy tak określiły państwa członkowskie, wnioski, o których mowa w ust. 2 lit. a)–d) i ust. 2 lit. g), mogą być przedłożone do zatwierdzenia podmiotowi innemu niż organ regulacyjny. Organy regulacyjne i podmioty wyznaczone przez państwa członkowskie na podstawie niniejszego ustępu podejmują decyzję w sprawie wniosków, o których mowa w ust. 2, w terminie sześciu miesięcy od daty ich przedłożenia przez OSP.

4. Warunki działania w charakterze dostawcy usług w zakresie obrony oraz w charakterze dostawcy usług w zakresie odbudowy ustanawia się w krajowych ramach prawnych lub na podstawie umowy. Jeżeli warunki te są ustanawiane na podstawie umowy, każdy OSP opracowuje w terminie do dnia 18 grudnia 2018 r. wnioski dotyczące właściwych warunków, w których określa się co najmniej:

- a) cechy charakterystyczne usługi, która ma być świadczona;
- b) możliwość i warunki agregacji; oraz
- c) w odniesieniu do dostawców usług w zakresie odbudowy – docelowy rozkład geograficzny źródeł zasilania posiadających zdolność do rozruchu autonomicznego i do pracy wyspowej.

5. W terminie do dnia 18 grudnia 2018 r. każdy OSP zgłasza organowi regulacyjnemu lub podmiotowi wyznaczonemu przez państwo członkowskie plan obrony systemu opracowany zgodnie z art. 11 oraz plan odbudowy opracowany zgodnie z art. 23 lub co najmniej następujące elementy tych planów:

- a) cele planu obrony systemu i planu odbudowy, w tym zjawiska, z którymi należy sobie poradzić, lub sytuacje, które należy rozwiązać;
- b) warunki uruchamiające środki z planu obrony systemu i planu odbudowy;
- c) uzasadnienie każdego środka, wyjaśniające, w jaki sposób dany środek przyczynia się do realizacji celów planu obrony systemu i planu odbudowy, oraz podmiot odpowiedzialny za wdrożenie tych środków; oraz
- d) terminy wdrożenia środków określone zgodnie z art. 11 i 23.

6. Jeżeli zgodnie z niniejszym rozporządzeniem OSP ma obowiązek lub możliwość określenia, ustanowienia lub uzgodnienia wymogów, warunków lub metod, które nie podlegają zatwierdzeniu zgodnie z ust. 2, państwa członkowskie mogą wymagać uprzedniego zatwierdzenia tych wymogów, warunków lub metod przez organ regulacyjny, podmiot wyznaczony przez państwo członkowskie lub inne właściwe organy państw członkowskich.

7. Jeżeli OSP uzna, że konieczna jest zmiana dokumentów zatwierdzonych zgodnie z ust. 3, do proponowanej zmiany mają zastosowanie wymogi przewidziane w ust. 2–5. OSP proponujący zmianę muszą uwzględnić uzasadnione oczekiwania, w stosownych przypadkach, ze strony właścicieli zakładów wytwarzania energii, właścicieli instalacji odbiorczych oraz innych zainteresowanych stron oparte na pierwotnie określonych lub uzgodnionych wymogach lub metodach.

8. Każda strona może wnieść przeciwko właściwemu operatorowi systemu lub OSP skargę dotyczącą obowiązków lub decyzji danego właściwego operatora systemu lub OSP wynikających z niniejszego rozporządzenia i może skierować taką skargę do organu regulacyjnego, który, działając jako organ rozjemczy, wydaje decyzję w terminie dwóch miesięcy od otrzymania skargi. Termin ten można przedłużyć o dwa miesiące, w przypadku gdy organ regulacyjny zażąda dodatkowych informacji. Przedłużony termin można dodatkowo przedłużyć za zgodą strony wnoszącej skargę. Decyzja organu regulacyjnego jest wiążąca, o ile i dopóki nie zostanie uchylona w drodze odwołania.

Artykuł 5

Konsultacje i koordynacja

1. W przypadku gdy niniejsze rozporządzenie stanowi, że OSP konsultuje się z zainteresowanymi stronami w kwestii działań, które określa przed czasem rzeczywistym lub w czasie rzeczywistym, zastosowanie ma następująca procedura:

- a) OSP kontaktuje się co najmniej ze stronami określonymi w artykułach niniejszego rozporządzenia, zwracając się do nich o konsultację;
- b) OSP wyjaśnia powód i cel konsultacji oraz decyzji, którą musi podjąć;
- c) OSP gromadzi od stron, o których mowa w lit. a), wszelkie istotne informacje i ich oceny;
- d) OSP uwzględni w należyty sposób opinie, sytuacje i ograniczenia stron, z którymi przeprowadził konsultacje;
- e) przed podjęciem decyzji OSP przekazuje stronom, z którymi przeprowadził konsultacje, wyjaśnienie powodów uwzględnienia lub nieuwzględnienia ich opinii.

2. W przypadku gdy niniejsze rozporządzenie stanowi, że OSP koordynuje z kilkoma stronami wykonanie zestawu działań w czasie rzeczywistym, zastosowanie ma następująca procedura:

- a) OSP kontaktuje się co najmniej ze stronami określonymi w artykułach niniejszego rozporządzenia, zwracając się do nich o koordynację w czasie rzeczywistym;
- b) OSP wyjaśnia powód i cel koordynacji oraz działań, które należy podjąć;
- c) OSP przedstawia wstępną propozycję działań, które ma podjąć każda ze stron;
- d) OSP gromadzi od stron, o których mowa w lit. a), wszelkie istotne informacje i ich oceny;
- e) OSP przedstawia ostateczną propozycję działań, które każda ze stron ma podjąć, uwzględniając w należyty sposób opinie, sytuacje i ograniczenia zainteresowanych stron oraz wyznaczając stronom termin na wyrażenie sprzeciwu wobec działań proponowanych przez OSP;
- f) w przypadku gdy zainteresowane strony nie sprzeciwiają się wykonaniu działań proponowanych przez OSP, każda ze stron, w tym OSP, wykonuje działania zgodnie z propozycją;
- g) w przypadku gdy co najmniej jedna ze stron w wyznaczonym terminie odmówi wykonania działania proponowanego przez OSP, OSP odsyła proponowane działanie do właściwego organu w celu podjęcia przez ten organ decyzji, wraz z uzasadnieniem powodów i celów działania proponowanego przez OSP oraz ocen i stanowisk stron;
- h) jeżeli odesłanie w czasie rzeczywistym do właściwego organu nie jest możliwe, OSP inicjuje działanie równoważne, które ma najmniejszy wpływ lub nie ma wpływu na strony, które odmówiły wykonania proponowanego działania.

3. Strona może odmówić wykonania działań w czasie rzeczywistym proponowanych przez OSP w ramach procedury koordynacji opisanej w ust. 2, jeżeli uzasadnia to tym, że proponowane działanie doprowadziłoby do naruszenia co najmniej jednego z ograniczeń technicznych, prawnych, w zakresie bezpieczeństwa osobistego lub ochrony.

Artykuł 6

Koordynacja regionalna

1. Opracowując swój plan obrony systemu zgodnie z art. 11 i plan odbudowy zgodnie z art. 23 lub poddając przeglądowi plan obrony systemu zgodnie z art. 50 i plan odbudowy zgodnie z art. 51, każdy OSP zapewnia spójność co najmniej następujących środków z odpowiednimi środkami przewidzianymi w planach OSP na swoim obszarze synchronicznym oraz w planach sąsiednich OSP należących do innego obszaru synchronicznego:

- a) pomocy i koordynacji międzysystemowych OSP w stanie zagrożenia zgodnie z art. 14;
- b) procedur regulacji częstotliwości zgodnie z art. 18 i 28, z wyjątkiem ustanowienia częstotliwości docelowej w przypadku oddolnej strategii ponownego podawania napięcia przed przeprowadzeniem jakiegokolwiek resynchronizacji wzajemnie połączonego systemu przesyłowego;
- c) procedur wsparcia systemu mocą czynną zgodnie z art. 21;
- d) odgórnej strategii ponownego podania napięcia zgodnie z art. 27.

2. Ocena spójności planu obrony systemu i planu odbudowy zgodnie z ust. 1 obejmuje następujące zadania:
 - a) wymianę informacji i danych dotyczących środków, o których mowa w ust. 1, między zainteresowanymi OSP;
 - b) identyfikację niezgodności środków, o których mowa w ust. 1, w planach zaangażowanych OSP;
 - c) identyfikację potencjalnych zagrożeń dla bezpieczeństwa pracy w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych. Zagrożenia te obejmują między innymi regionalne awarie wywołane wspólną przyczyną mające istotny wpływ na systemy przesyłowe zaangażowanych OSP;
 - d) ocenę skuteczności środków, o których mowa w ust. 1, określonych w planach obrony systemu i planach odbudowy zaangażowanych OSP, na potrzeby radzenia sobie z potencjalnymi zagrożeniami, o których mowa w lit. c);
 - e) konsultacje z RSC w celu oceny spójności środków, o których mowa w ust. 1, w obrębie całego przedmiotowego obszaru synchronicznego;
 - f) identyfikację działań łagodzących w przypadku niezgodności występujących w planach obrony systemu i planach odbudowy zaangażowanych OSP lub w przypadku braku tych środków w planach obrony systemu lub planach odbudowy zaangażowanych OSP.
3. W terminie do dnia 18 grudnia 2018 r. każdy OSP przekazuje środki, o których mowa w ust. 1, właściwemu(-ym) RSC ustanowionemu(-ym) zgodnie z art. 77 rozporządzenia (UE) 2017/1485. W terminie trzech miesięcy od przekazania przedmiotowych środków RSC sporządzają sprawozdanie techniczne dotyczące spójności tych środków w oparciu o kryteria określone w ust. 2. Każdy OSP zapewnia dostępność własnych wykwalifikowanych ekspertów na potrzeby pomocy RSC w przygotowaniu przedmiotowego sprawozdania.
4. RSC bezzwłocznie przekazują sprawozdanie techniczne, o którym mowa w ust. 3, wszystkim zaangażowanym OSP, którzy z kolei przekazują je właściwym organom regulacyjnym, a także ENTSO energii elektrycznej na potrzeby art. 52.
5. Wszyscy OSP z każdego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych uzgadniają wartości progowe, powyżej których wpływ działań jednego lub większej liczby OSP w sytuacji stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu uważa się za istotny w odniesieniu do innych OSP w ramach regionu wyznaczania zdolności przesyłowych.

Artykuł 7

Konsultacje społeczne

1. Właściwi OSP konsultują się z zainteresowanymi stronami, w tym z właściwymi organami każdego państwa członkowskiego, na temat propozycji podlegających zatwierdzeniu zgodnie z art. 4 ust. 2 lit. a), b), e), f) i g). Konsultacje te trwają co najmniej jeden miesiąc.
2. Przed przedłożeniem projektu propozycji właściwi OSP uwzględniają w należyty sposób opinie zainteresowanych stron wyrażone w ramach konsultacji. We wszystkich przypadkach jednocześnie z publikacją propozycji lub przed nią sporządza się i publikuje w sposób terminowy należyte uzasadnienie uwzględnienia lub nieuwzględnienia uwag zainteresowanych stron.

Artykuł 8

Zwrot kosztów

1. Koszty ponoszone przez operatorów systemów podlegających regulacji taryf sieciowych, wynikające z obowiązków ustanowionych w niniejszym rozporządzeniu, są oceniane przez właściwe organy regulacyjne zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE. Koszty ocenione jako uzasadnione, efektywne i proporcjonalne są zwracane za pośrednictwem taryf sieciowych lub innych odpowiednich mechanizmów.
2. Na wniosek właściwych organów regulacyjnych operatorzy systemów, o których mowa w ust. 1, w terminie trzech miesięcy od daty otrzymania wniosku udostępniają informacje niezbędne w celu ułatwienia oceny poniesionych kosztów.

Artykuł 9

Obowiązki w zakresie poufności

1. Wszelkie poufne informacje otrzymywane, wymieniane lub przekazywane na podstawie niniejszego rozporządzenia podlegają warunkom tajemnicy zawodowej ustanowionym w ust. 2, 3 i 4.

2. Obowiązek zachowania tajemnicy zawodowej podlegają wszystkie osoby objęte przepisami niniejszego rozporządzenia.
3. Informacje poufne, które osoby, o których mowa w ust. 2, otrzymały w trakcie wykonywania swoich obowiązków nie mogą zostać ujawnione żadnym innym osobom ani organom, bez uszczerbku dla przypadków objętych prawem krajowym, innymi przepisami niniejszego rozporządzenia bądź innymi mającymi zastosowanie przepisami prawa unijnego.
4. Bez uszczerbku dla przypadków objętych prawem krajowym lub unijnym organy regulacyjne, podmioty lub osoby, które otrzymują informacje poufne na podstawie niniejszego rozporządzenia, mogą wykorzystać je wyłącznie w celu wykonywania swoich obowiązków wynikających z niniejszego rozporządzenia.

Artykuł 10

Umowy z OSP niepodlegającymi niniejszemu rozporządzeniu

W przypadku gdy obszar synchroniczny obejmuje zarówno OSP z terytorium Unii, jak i z państw trzecich, w terminie do dnia 18 czerwca 2019 r. wszyscy OSP z terytorium Unii w danym obszarze synchronicznym dokładają starań w celu zawarcia z OSP z państw trzecich niepodlegającymi niniejszemu rozporządzeniu umowy ustanawiającej podstawę ich współpracy w zakresie bezpiecznej pracy systemu i ustanawiającej mechanizmy na potrzeby wypełnienia przez OSP z państw trzecich obowiązków ustanowionych w niniejszym rozporządzeniu.

ROZDZIAŁ II

PLAN OBRONY SYSTEMU

SEKCJA 1

Przepisy ogólne

Artykuł 11

Opracowywanie planu obrony systemu

1. W terminie do dnia 18 grudnia 2018 r. każdy OSP opracowuje plan obrony systemu w konsultacji z właściwymi OSD, SGU, krajowymi organami regulacyjnymi lub podmiotami, o których mowa w art. 4 ust. 3, sąsiednimi OSP i pozostałymi OSP na swoim obszarze synchronicznym.
2. Przy opracowywaniu planu obrony systemu każdy OSP uwzględni co najmniej następujące elementy:
 - a) granice bezpieczeństwa pracy określone zgodnie z art. 25 rozporządzenia (UE) 2017/1485;
 - b) zachowanie i zdolności odbioru i wytwarzania na obszarze synchronicznym;
 - c) szczególne potrzeby znaczących użytkowników sieci o wysokim priorytecie wymienionych w wykazie zgodnie z ust. 4 lit. d); oraz
 - d) charakterystykę swojego systemu przesyłowego i systemów przyłączonych OSD.
3. Plan obrony systemu zawiera co najmniej następujące postanowienia:
 - a) warunki, na jakich plan obrony systemu jest uruchamiany zgodnie z art. 13;
 - b) polecenia dotyczące planu obrony systemu, które mają być wydawane przez OSP; oraz
 - c) środki podlegające konsultacjom lub koordynacji w czasie rzeczywistym z określonymi stronami.
4. Plan obrony systemu obejmuje w szczególności następujące elementy:
 - a) wykaz środków podlegających wdrożeniu przez OSP w swoich instalacjach;
 - b) wykaz środków podlegających wdrożeniu przez OSD oraz wykaz OSD odpowiedzialnych za wdrożenie tych środków w swoich instalacjach;
 - c) wykaz SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z obowiązkowych wymogów określonych w rozporządzeniach (UE) 2016/631, (UE) 2016/1388 i (UE) 2016/1447 lub z przepisów krajowych oraz wykaz środków podlegających wdrożeniu przez tych SGU;
 - d) wykaz znaczących użytkowników sieci o wysokim priorytecie i warunki dotyczące ich odłączania; oraz
 - e) terminy wdrożenia każdego ze środków wymienionych w planie obrony systemu.

5. Plan obrony systemu zawiera co najmniej następujące środki techniczne i organizacyjne określone w rozdziale II sekcja 2:
- a) automatyki zabezpieczeniowe, w tym co najmniej:
 - (i) automatyka w przypadku spadku częstotliwości zgodnie z art. 15;
 - (ii) automatyka w przypadku wzrostu częstotliwości zgodnie z art. 16; oraz
 - (iii) automatyka przeciwdziałająca załamaniu napięcia zgodnie z art. 17.
 - b) procedury planu obrony systemu, w tym co najmniej:
 - (i) procedurę zarządzania odchyleniami częstotliwości zgodnie z art. 18;
 - (ii) procedurę zarządzania odchyleniami napięcia zgodnie z art. 19;
 - (iii) procedurę zarządzania rozplływami mocy czynnej zgodnie z art. 20;
 - (iv) procedurę wsparcia systemu mocą czynną zgodnie z art. 21; oraz
 - (v) procedurę ręcznego odłączenia odbiorców zgodnie z art. 22.
6. Środki zawarte w planie obrony systemu muszą być zgodne z następującymi zasadami:
- a) ich wpływ na użytkowników systemu jest minimalny;
 - b) są efektywne pod względem ekonomicznym;
 - c) uruchamiane są wyłącznie te środki, które są konieczne; oraz
 - d) nie mogą prowadzić do znalezienia się systemu przesyłowego OSP lub wzajemnie połączonych systemów przesyłowych w stanie zagrożenia lub zaniku zasilania.

Artykuł 12

Wdrażanie planu obrony systemu

1. W terminie do dnia 18 grudnia 2019 r. każdy OSP wdraża te środki ze swojego planu obrony systemu, które mają zostać wdrożone w systemie przesyłowym. Od tego momentu utrzymuje wdrożone środki.
2. W terminie do dnia 18 grudnia 2018 r. każdy OSP powiadamia OSD przyłączonych do systemu przesyłowego o środkach, które mają zostać wdrożone, w tym o terminach ich wdrożenia, w:
 - a) instalacjach OSD zgodnie z art. 11 ust. 4; lub
 - b) instalacjach SGU zidentyfikowanych zgodnie z art. 11 ust. 4 przyłączonych do ich systemów dystrybucyjnych; lub
 - c) instalacjach dostawców usług w zakresie obrony przyłączonych do ich systemów dystrybucyjnych; lub
 - d) instalacjach OSD przyłączonych do ich systemów dystrybucyjnych.
3. W terminie do dnia 18 grudnia 2018 r. każdy OSP powiadamia SGU zidentyfikowanych zgodnie z art. 11 ust. 4 lit. c) lub dostawców usług w zakresie obrony bezpośrednio przyłączonych do jego systemu przesyłowego o środkach, które mają zostać wdrożone w ich instalacjach, w tym o terminach ich wdrożenia.
4. W przypadkach przewidzianych w przepisach krajowych OSP bezpośrednio powiadamia SGU zidentyfikowanych zgodnie z art. 11 ust. 4 lit. c), dostawców usług w zakresie obrony lub OSD przyłączonych do systemów dystrybucyjnych o środkach, które mają zostać wdrożone w ich instalacjach, w tym o terminach ich wdrożenia. Informuje zainteresowanego OSD o tym powiadomieniu.
5. W przypadku gdy OSP powiadamia OSD zgodnie z ust. 2, OSD z kolei bezzwłocznie powiadamia SGU, dostawców usług w zakresie obrony oraz OSD przyłączonych do jego systemu dystrybucyjnego o środkach z planu obrony systemu, które muszą wdrożyć w swoich instalacjach, w tym o terminach ich wdrożenia.
6. Każdy powiadomiony OSD, SGU i dostawca usług w zakresie obrony:
 - a) wdraża środki, o których powiadomiono zgodnie z niniejszym artykułem, nie później niż w ciągu 12 miesięcy od daty powiadomienia;
 - b) potwierdza wdrożenie środków powiadamiającemu operatorowi systemu, który, jeżeli jest podmiotem innym niż OSP, powiadamia o tym potwierdzeniu OSP; oraz
 - c) utrzymuje wdrożone środki w swoich instalacjach.

Artykuł 13

Uruchamianie planu obrony systemu

1. Każdy OSP uruchamia procedury ujęte w jego planie obrony systemu zgodnie z art. 11 ust. 5 lit. b) w koordynacji z OSD i SGU zidentyfikowanymi zgodnie z art. 11 ust. 4 oraz z dostawcami usług w zakresie obrony.
2. Oprócz automatyk przewidzianych w planie obrony systemu zgodnie z art. 11 ust. 5 lit. a) każdy OSP uruchamia procedurę ujętą w planie obrony systemu, jeżeli:
 - a) system znajduje się w stanie zagrożenia zgodnie z kryteriami określonymi w art. 18 ust. 3 rozporządzenia (UE) 2017/1485, a nie ma dostępnych działań zaradczych umożliwiających odbudowę systemu do stanu normalnego; lub
 - b) z analizy bezpieczeństwa pracy wynika, że bezpieczeństwo pracy systemu przesyłowego wymaga uruchomienia środka z planu obrony systemu zgodnie z art. 11 ust. 5 w uzupełnieniu dostępnych działań zaradczych.
3. Każdy OSD i SGU zidentyfikowany zgodnie z art. 11 ust. 4, jak również każdy dostawca usług w zakresie obrony wykonuje bez zbędnej zwłoki polecenia dotyczące planu obrony systemu wydawane przez OSP na podstawie art. 11 ust. 3 lit. c) zgodnie z procedurami ujętymi w planie obrony systemu przewidzianymi w art. 11 ust. 5 lit. b).
4. Każdy OSP uruchamia procedury ujęte w jego planie obrony systemu, o którym mowa w art. 11 ust. 5 lit. b), mające istotny wpływ transgraniczny w koordynacji z OSP, na których oddziałuje ten wpływ.

Artykuł 14

Pomoc i koordynacja między OSP w stanie zagrożenia

1. Na wniosek OSP znajdującego się w stanie zagrożenia każdy OSP udziela wnioskującemu OSP wszelkiej możliwej pomocy poprzez połączenia wzajemne, pod warunkiem że nie powoduje to znalezienia się jego systemu przesyłowego lub wzajemnie połączonych systemów przesyłowych w stanie zagrożenia lub zaniku zasilania.
2. W przypadku gdy pomocy należy udzielić poprzez połączenia wzajemne prądu stałego, może ona polegać na wykonaniu następujących działań, z uwzględnieniem charakterystyki technicznej i zdolności systemu HVDC:
 - a) czynności ręcznej regulacji przesyłanej mocy czynnej, aby pomóc OSP w stanie zagrożenia sprowadzić rozpiętywość mocy do granic bezpieczeństwa pracy lub sprowadzić częstotliwość sąsiedniego obszaru synchronicznego do limitów częstotliwości systemu dla stanu alarmowego określonych zgodnie z art. 18 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2017/1485;
 - b) funkcji automatycznej regulacji przesyłanej mocy czynnej na podstawie sygnałów i kryteriów określonych w art. 13 rozporządzenia (UE) 2016/1447;
 - c) automatycznej regulacji częstotliwości zgodnie z art. 15–18 rozporządzenia (UE) 2016/1447 w przypadku pracy wyspowej;
 - d) regulacji napięcia i mocy biernej zgodnie z art. 24 rozporządzenia (UE) 2016/1447; oraz
 - e) wszelkich innych stosownych działań.
3. Każdy OSP może ręcznie odłączyć dowolny element systemu przesyłowego mający istotny wpływ transgraniczny, w tym połączenie wzajemne, pod warunkiem spełnienia następujących wymogów:
 - a) OSP koordynuje działanie z sąsiednimi OSP; oraz
 - b) działanie to nie może prowadzić reszty wzajemnie połączonego systemu przesyłowego do stanu zagrożenia lub zaniku zasilania.
4. Niezależnie od przepisów ust. 3 OSP może ręcznie odłączyć dowolny element systemu przesyłowego mający istotny wpływ transgraniczny, w tym połączenie wzajemne, bez koordynacji z sąsiednimi OSP, gdy zachodzą wyjątkowe okoliczności wskazujące na naruszenie granic bezpieczeństwa pracy, aby zapobiec narażeniu bezpieczeństwa personelu lub uszkodzeniu urządzeń. W ciągu 30 dni od incydentu OSP przygotowuje sprawozdanie co najmniej w języku angielskim zawierające szczegółowe wyjaśnienie powodu, wdrożenia i wpływu tego działania oraz przedkłada je właściwemu organowi regulacyjnemu zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE i sąsiednim OSP, a także udostępnia je użytkownikom systemu, na których dane zdarzenie miało znaczący wpływ.

SEKCJA 2

Środki planu obrony systemu

Artykuł 15

Automatyka w przypadku spadku częstotliwości

1. Automatyka w przypadku spadku częstotliwości przewidziana w planie obrony systemu obejmuje automatyczne odłączenie odbioru przy niskiej częstotliwości oraz ustawienia trybu automatycznego wzrostu wytwarzania przy spadku częstotliwości w obszarze regulacji mocy i częstotliwości (LFC) przez OSP.

2. Przy opracowywaniu swojego planu obrony systemu każdy OSP przewiduje uruchomienie trybu automatycznego wzrostu wytwarzania przy spadku częstotliwości przed uruchomieniem automatycznego odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości, jeżeli pozwala na to prędkość zmiany częstotliwości.

3. Przed uruchomieniem automatycznego odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości każdy OSP i OSD zidentyfikowany zgodnie z art. 11 ust. 4 przewiduje, że jednostki magazynowania energii działające jako obciążenie podłączone do jego systemu:

- a) automatycznie przełączą się na tryb wytwarzania w terminie i zgodnie z nastawą mocy czynnej ustanowioną przez OSP w planie obrony systemu; lub
- b) jeżeli jednostka magazynowania energii nie jest w stanie przełączyć się na ten tryb w czasie ustanowionym przez OSP w planie obrony systemu, automatycznie odłącza jednostkę magazynowania energii działającą jako obciążenie.

4. Każdy OSP ustanawia w swoim planie obrony systemu progi częstotliwości, przy których następuje automatyczne przełączenie lub odłączenie jednostek magazynowania energii. Te progi częstotliwości muszą być niższe od limitu częstotliwości systemu określonego dla stanu zagrożenia w art. 18 ust. 3 rozporządzenia (UE) 2017/1485 lub równe temu limitowi oraz wyższe od limitu częstotliwości dla początkowego obowiązkowego poziomu odłączenia odbioru określonego w załączniku.

5. Każdy OSP opracowuje automatyczne odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości zgodnie z parametrami zmniejszania obciążenia w czasie rzeczywistym określonymi w załączniku. Automatyka ta obejmuje odłączenie odbioru na różnych częstotliwościach, począwszy od „początkowego poziomu obowiązkowego” po „końcowy poziom obowiązkowy”, w zakresie wdrożenia, przy jednoczesnym poszanowaniu minimalnej liczby i maksymalnej wielkości stopni. Zakres wdrożenia określa maksymalne dopuszczalne odchylenie odłączanego obciążenia netto od docelowego odbioru odłączanego netto przy danej częstotliwości, obliczone poprzez interpolację liniową między początkowym poziomem obowiązkowym a końcowym poziomem obowiązkowym. Zakres wdrożenia nie może pozwalać na odłączenie obciążenia netto mniejszego niż wielkość odbioru odłączanego netto przy początkowym poziomie obowiązkowym. Nie można uznać danego stopnia, jeżeli w momencie osiągnięcia tego stopnia nie zostanie odłączone jakiegokolwiek obciążenie netto.

6. Każdy OSP lub OSD instaluje przełączniki niezbędne do odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości, biorąc pod uwagę co najmniej zachowanie odbioru i wytwarzanie rozproszone.

7. Przy wdrażaniu automatycznego odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości zgodnie z powiadomieniem na mocy art. 12 ust. 2 każdy OSP lub OSD:

- a) unika ustawienia celowego opóźnienia czasowego oprócz czasu pracy przełączników i wyłączników;
- b) minimalizuje odłączanie modułów wytwarzania energii, zwłaszcza tych, które zapewniają inercję; oraz
- c) ogranicza ryzyko, że działanie automatyki doprowadzi do zmian rozplływów mocy i zmian napięcia przekraczających granice bezpieczeństwa pracy.

Jeżeli OSD nie może spełnić wymogów określonych w lit. b) i c), powiadamia o tym OSP i proponuje, który wymóg należy zastosować. OSP, w porozumieniu z OSD, ustanawia stosowne wymogi na podstawie wspólnej analizy kosztów i korzyści.

8. Automatyczne odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości określone w planie obrony systemu mogą przewidywać odłączenie odbioru netto na podstawie gradientu zmiany częstotliwości, pod warunkiem że:

- a) jest uruchamiany wyłącznie:
 - (i) gdy odchyłka częstotliwości jest wyższa niż maksymalna odchyłka częstotliwości w stanie ustalonym, a gradient zmiany częstotliwości jest wyższy niż gradient określony poprzez incydent referencyjny;
 - (ii) dopóki częstotliwość nie osiągnie wielkości początkowego poziomu obowiązkowego odłączenia odbioru;

- b) jest zgodny z załącznikiem; oraz
- c) jest to konieczne i uzasadnione w celu skutecznego utrzymania bezpieczeństwa pracy.

9. W przypadku gdy automatyczne odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości określone w planie obrony systemu obejmuje odłączenie obciążenia netto na podstawie gradientu częstotliwości opisane w ust. 8, OSP przedkłada krajowemu organowi regulacyjnemu sprawozdanie zawierające szczegółowe wyjaśnienie powodu, wdrożenia i wpływu tego środka, w ciągu 30 dni od jego wdrożenia.

10. OSP może ująć w automatycznym odłączeniu odbioru przy niskiej częstotliwości określonym w jego planie obrony systemu dodatkowe etapy dotyczące odłączenia obciążenia netto poniżej określonego w załączniku końcowego poziomu obowiązkowego odłączenia odbioru.

11. Każdy OSP jest uprawniony do wdrożenia dodatkowych zabezpieczeń systemu, które są uruchamiane częstotliwością niższą od końcowego poziomu obowiązkowego odłączenia odbioru lub równą temu poziomowi oraz które mają na celu proces szybszej odbudowy. OSP zapewnia, aby takie dodatkowe systemy nie powodowały dalszego pogorszenia częstotliwości.

Artykuł 16

Automatyka w przypadku wzrostu częstotliwości

1. System automatycznej regulacji wzrostu częstotliwości przewidziany w planie obrony systemu prowadzi do automatycznego spadku całkowitej mocy czynnej wprowadzanej w każdym obszarze LFC.

2. W porozumieniu z pozostałymi OSP na jego obszarze synchronicznym każdy OSP określa następujące parametry swojego systemu automatycznej regulacji wzrostu częstotliwości:

- a) progi częstotliwości w odniesieniu do uruchomienia układu; oraz
- b) współczynnik redukcji wprowadzania mocy czynnej.

3. Każdy OSP projektuje system automatycznej regulacji wzrostu częstotliwości, biorąc pod uwagę zdolności modułów wytwarzania energii w odniesieniu do automatycznej redukcji wytwarzania przy wzroście częstotliwości (tryb LFSM-O) oraz jednostek magazynowania energii na jego obszarze LFC. Jeżeli tryb LFSM-O nie istnieje lub nie wystarcza do spełnienia wymogów określonych w ust. 2 lit. a) i b), każdy OSP dodatkowo ustanawia stopniowe liniowe odłączenie wytwarzania na jego obszarze LFC. OSP określa maksymalną wielkość etapów odłączania modułów wytwarzania energii lub systemów HVDC w porozumieniu z pozostałymi OSP na jego obszarze synchronicznym.

Artykuł 17

Automatyka przeciwdziałająca załamaniu napięcia

1. Automatyka przeciwdziałająca załamaniu napięcia przewidziana w planie obrony systemu może obejmować co najmniej jeden z następujących układów, w zależności od wyników oceny bezpieczeństwa systemu przeprowadzanej przez OSP:

- a) automatyczne odłączanie odbioru przy niskim napięciu zgodnie z art. 19 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2016/1388;
- b) układ blokujący przełącznik zaczepów pod obciążeniem zgodnie z art. 19 ust. 3 rozporządzenia (UE) 2016/1388; oraz
- c) automatykę zabezpieczeniową systemu do celów zarządzania napięciem.

2. O ile ocena zgodnie z ust. 1 nie wykaże, że wdrożenie układu blokującego przełącznik zaczepów pod obciążeniem nie jest konieczne do uniknięcia załamania napięcia na obszarze regulacyjnym OSP, OSP określa warunki, na jakich przełącznik zaczepów pod obciążeniem jest blokowany zgodnie z art. 19 ust. 3 rozporządzenia (UE) 2016/1388, obejmujące co najmniej:

- a) metodę blokowania (lokalnie lub zdalnie z punktu dyspozytorskiego);
- b) próg poziomu napięcia w punkcie przyłączenia;
- c) kierunek przepływu mocy biernej; oraz
- d) maksymalny odstęp czasu między wykryciem progu a zablokowaniem.

*Artykuł 18***Procedura zarządzania odchyleniami częstotliwości**

1. Procedura zarządzania odchyleniami częstotliwości przewidziana w planie obrony systemu obejmuje zestaw środków służących do zarządzania odchyleniem częstotliwości przekraczającym limity częstotliwości ustanowione dla stanu alarmowego w art. 18 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2017/1485. Procedura zarządzania odchyleniami częstotliwości musi być zgodna z procedurami określonymi w odniesieniu do działań zaradczych, którymi należy zarządzać w sposób skoordynowany zgodnie z art. 78 ust. 4 rozporządzenia (UE) 2017/1485, oraz musi spełniać co najmniej następujące wymogi:

- a) spadek wytwarzania jest mniejszy niż spadek obciążenia podczas zdarzeń przy obniżonej częstotliwości; oraz
- b) spadek wytwarzania jest większy niż spadek obciążenia podczas zdarzeń przy podwyższonej częstotliwości.

2. Każdy OSP dostosowuje tryb pracy swojego LFC w celu zapobiegania zakłóceniom przy ręcznym aktywowaniu lub dezaktywacji mocy czynnej, o którym mowa w ust. 3 i 5.

3. Każdy OSP jest uprawniony do określenia nastawy mocy czynnej, którą utrzymuje każdy SGU zidentyfikowany zgodnie z art. 11 ust. 4 lit. c), pod warunkiem że nastawa ta nie narusza ograniczeń technicznych SGU. Każdy OSP jest uprawniony do określenia nastawy mocy czynnej, którą utrzymuje każdy dostawca usług w zakresie obrony, pod warunkiem że środek ten ma zastosowanie do tych dostawców zgodnie z warunkami, o których mowa w art. 4 ust. 4, oraz że nastawa ta nie narusza ograniczeń technicznych dostawcy usług w zakresie obrony. SGU i dostawcy usług w zakresie obrony wykonują bez zbędnej zwłoki polecenia wydawane bezpośrednio przez OSP lub pośrednio poprzez OSD i pozostają w tym stanie, dopóki nie zostaną wydane dalsze polecenia. W przypadku gdy polecenia są wydawane bezpośrednio, OSP bez zbędnej zwłoki powiadamia odpowiednich OSD.

4. Każdy OSP jest uprawniony do odłączenia SGU i dostawców usług w zakresie obrony, bezpośrednio lub pośrednio poprzez OSD. SGU i dostawcy usług w zakresie obrony pozostają odłączeni, dopóki nie zostaną wydane dalsze polecenia. W przypadku gdy SGU zostają odłączeni bezpośrednio, OSP bez zbędnej zwłoki powiadamia odpowiednich OSD. W ciągu 30 dni od incydentu OSP przygotowuje sprawozdanie zawierające szczegółowe wyjaśnienie powodu, wdrożenia i wpływu tego działania oraz przedkłada je właściwemu organowi regulacyjnemu zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE, a także udostępnia je użytkownikom systemu, na których dane zdarzenie miało znaczący wpływ.

5. Przed zadziałaniem automatycznego odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości, o którym mowa w art. 15, i pod warunkiem że pozwala na to prędkość zmiany częstotliwości, każdy OSP uruchamia, bezpośrednio lub pośrednio poprzez OSD, regulację zapotrzebowania ze strony odpowiednich dostawców usług w zakresie obrony oraz:

- a) przełącza jednostki magazynowania energii działające jako obciążenie na tryb wytwarzania przy nastawie mocy czynnej ustanowionej przez OSP w planie obrony systemu; lub
- b) jeżeli jednostka magazynowania energii nie jest w stanie przełączyć się wystarczająco szybko, aby ustabilizować częstotliwość, odłącza ręcznie jednostkę magazynowania energii.

*Artykuł 19***Procedura zarządzania odchyleniami napięcia**

1. Procedura zarządzania odchyleniami napięcia przewidziana w planie obrony systemu obejmuje zestaw środków służących do zarządzania odchyleniami napięcia przekraczającymi granice bezpieczeństwa pracy określone w art. 25 rozporządzenia (UE) 2017/1485.

2. Każdy OSP jest uprawniony do określenia zakresu mocy biernej lub zakresu napięcia i polecenia tego środka OSD i SGU zidentyfikowanym do celów zgodnie z art. 11 ust. 4, aby go utrzymali, zgodnie z art. 28 i 29 rozporządzenia (UE) 2017/1485.

3. Na wniosek sąsiedniego OSP będącego w stanie zagrożenia każdy OSP udostępnia wszystkie dostępne zdolności w zakresie mocy biernej, które nie prowadzą do znalezienia się jego systemu przesyłowego w stanie zagrożenia lub zaniku zasilania.

*Artykuł 20***Procedura zarządzania rozpiętymi mocami**

1. Procedura zarządzania rozpiętymi mocami przewidziana w planie obrony systemu obejmuje zestaw środków służących do zarządzania rozpiętymi mocami przekraczającymi granice bezpieczeństwa pracy określone w art. 25 rozporządzenia (UE) 2017/1485.

2. Każdy OSP jest uprawniony do określenia nastawy mocy czynnej, którą utrzymuje każdy SGU zidentyfikowany zgodnie z art. 11 ust. 4 lit. c), pod warunkiem że nastawa ta nie narusza ograniczeń technicznych SGU. Każdy OSP jest uprawniony do określenia nastawy mocy czynnej, którą utrzymuje każdy dostawca usług w zakresie obrony, pod warunkiem że środek ten ma zastosowanie do tych dostawców zgodnie z warunkami, o których mowa w art. 4 ust. 4, oraz że nastawa ta nie narusza ograniczeń technicznych dostawców usług w zakresie obrony. SGU i dostawcy usług w zakresie obrony wykonują bez zbędnej zwłoki polecenia wydawane bezpośrednio przez OSP lub pośrednio poprzez OSD i pozostają w tym stanie, dopóki nie zostaną wydane dalsze polecenia. W przypadku gdy polecenia są wydawane bezpośrednio, OSP bez zbędnej zwłoki powiadamia odpowiednich OSD.

3. Każdy OSP jest uprawniony do odłączenia SGU i dostawców usług w zakresie obrony, bezpośrednio lub pośrednio poprzez OSD. SGU i dostawcy usług w zakresie obrony pozostają odłączeni, dopóki nie zostaną wydane dalsze polecenia. W przypadku gdy SGU zostają odłączeni bezpośrednio, OSP bez zbędnej zwłoki powiadamia odpowiednich OSD. W ciągu 30 dni od incydentu OSP przygotowuje sprawozdanie zawierające szczegółowe wyjaśnienie powodu, wdrożenia i wpływu tego działania oraz przedkłada je właściwemu organowi regulacyjnemu zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE.

Artykuł 21

Procedura wsparcia systemu mocą czynną

1. W przypadku braku wystarczalności obszaru regulacyjnego w przedziale czasowym następnego dnia lub bieżącego dnia, zidentyfikowanej zgodnie z art. 107 ust. 1 i 2 rozporządzenia (UE) 2017/1485, a także przed każdym potencjalnym zawieszeniem działań rynkowych zgodnie z art. 35, OSP ma prawo zwrócić się z wnioskiem o wsparcie mocy czynnej do:

- a) każdego dostawcy usług bilansujących, który na wniosek OSP zmienia swój stan dostępności, aby udostępnić całą swoją moc czynną, pod warunkiem że nie została ona już uruchomiona poprzez rynek bilansujący, oraz zgodnie ze swoimi ograniczeniami technicznymi;
- b) każdego SGU przyłączonego w jego obszarze LFC, który to SGU nie świadczy jeszcze usług bilansujących na rzecz OSP i który na wniosek OSP udostępnia całą swoją moc czynną, zgodnie ze swoimi ograniczeniami technicznymi; oraz
- c) innych OSP znajdujących się w stanie normalnym lub alarmowym.

2. OSP może uruchomić wsparcie systemu mocą czynną ze strony dostawcy usług bilansujących lub SGU, zgodnie z ust. 1 lit. a) i b), wyłącznie w przypadku, gdy uruchomił wszystkie dostępne oferty energii bilansującej, biorąc pod uwagę dostępne międzyobszarowe zdolności przesyłowe w momencie braku wystarczalności obszaru regulacyjnego.

3. Każdy OSP, do którego zwrócono się z wnioskiem o wsparcie systemu mocą czynną zgodnie z ust. 1 lit. c):

- a) udostępnia swoje niewspółdzielone oferty;
- b) jest uprawniony do uruchomienia dostępnej energii bilansującej, aby zapewnić odpowiednią moc wnioskującemu OSP; oraz
- c) ma prawo zwrócić się z wnioskiem o wsparcie systemu mocą czynną do swoich dostawców usług bilansujących oraz do każdego SGU przyłączonego na jego obszarze LFC, który to SGU nie świadczy jeszcze usług bilansujących na rzecz OSP, aby zapewnili wnioskującemu OSP odpowiednie wsparcie mocy czynnej.

4. Przy uruchamianiu mocy czynnej, o którą wnioskuje się zgodnie z ust. 1 lit. c), OSP wnioskujący i OSP odpowiadający na wniosek są uprawnieni do korzystania z:

- a) dostępnych międzyobszarowych zdolności przesyłowych, w przypadku gdy uruchomienia dokonuje się przed czasem zamknięcia bramki dla międzyobszarowego rynku dnia bieżącego oraz jeżeli dostarczanie przedmiotowych międzyobszarowych zdolności przesyłowych nie zostało zawieszono zgodnie z art. 35;
- b) dodatkowych zdolności, które mogą być dostępne ze względu na stan systemu w czasie rzeczywistym, w którym to przypadku OSP wnioskujący i OSP odpowiadający na wniosek koordynują podejmowane działania z innymi OSP, na których dane zdarzenie miało znaczący wpływ, zgodnie z art. 6 ust. 5.

5. Po uzgodnieniu przez OSP wnioskujących i OSP odpowiadających na wniosek warunków udzielenia wsparcia systemu mocą czynną uzgodniona wielkość mocy czynnej i ramy czasowe jej dostarczenia mają charakter wiążący, chyba że system przesyłowy OSP udzielającego wsparcia znajduje się w stanie zagrożenia lub zaniku zasilania.

Artykuł 22

Procedura ręcznego odłączenia odbiorców

1. Oprócz środków określonych w art. 18–21 każdy OSP może określić wielkość obciążenia netto odłączanego ręcznie, bezpośrednio przez OSP lub pośrednio poprzez OSD, gdy jest to konieczne do zapobieżenia rozprzestrzenianiu się lub pogarszaniu stanu zagrożenia. W przypadku gdy obciążenie ma być odłączone bezpośrednio przez OSP, OSP bezzwłocznie powiadamia odpowiednich OSD.
2. OSP uruchamia ręczne odłączenie obciążenia netto, o którym mowa w ust. 1, w celu:
 - a) zaradzenia sytuacjom przeciążeń lub spadku napięcia; lub
 - b) zaradzenia sytuacjom, w których wnioskowano o wsparcie systemu mocą czynną zgodnie z art. 21, lecz nie wystarcza ono do utrzymania wystarczalności dla przedziałów czasowych następnego dnia i bieżącego dnia w jego obszarze regulacyjnym, zgodnie z art. 107 rozporządzenia (UE) 2017/1485, co stwarza ryzyko pogorszenia się częstotliwości na obszarze synchronicznym.
3. OSP powiadamia OSD o wielkości obciążenia netto ustanowionej zgodnie z ust. 1, która ma zostać odłączona w ich systemach dystrybucyjnych. Każdy OSD bez zbędnej zwłoki odłącza wielkość obciążenia netto określoną w powiadomieniu.
4. W ciągu 30 dni od incydentu OSP przygotowuje sprawozdanie zawierające szczegółowe wyjaśnienie powodu, wdrożenia i wpływu tego działania oraz przedkłada je właściwemu organowi regulacyjnemu zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE.

ROZDZIAŁ III

PLAN ODBUDOWY

SEKCJA 1

Przepisy ogólne

Artykuł 23

Opracowywanie planu odbudowy

1. W terminie do dnia 18 grudnia 2018 r. każdy OSP opracowuje plan odbudowy w porozumieniu z właściwymi OSD, SGU, krajowymi organami regulacyjnymi lub podmiotami, o których mowa w art. 4 ust. 3, sąsiednimi OSP i pozostałymi OSP w danym obszarze synchronicznym.
2. Przy opracowywaniu planu odbudowy każdy OSP uwzględni co najmniej następujące elementy:
 - a) zachowanie i możliwości obciążenia i wytwarzania;
 - b) określone potrzeby znaczących użytkowników sieci o wysokim priorytecie wymienionych w wykazie zgodnie z ust. 4; oraz
 - c) charakterystykę swojej sieci oraz sieci bazowych OSD.
3. Plan odbudowy zawiera co najmniej następujące postanowienia:
 - a) warunki, na jakich plan odbudowy jest uruchamiany zgodnie z art. 25;
 - b) polecenia dotyczące planu odbudowy wydawane przez OSP; oraz
 - c) środki podlegające konsultacjom lub koordynacji w czasie rzeczywistym z określonymi stronami.
4. W szczególności plan odbudowy obejmuje następujące elementy:
 - a) wykaz środków wdrażanych przez OSP w swoich instalacjach;
 - b) wykaz środków wdrażanych przez OSD w swoich instalacjach oraz wykaz OSD odpowiedzialnych za wdrożenie tych środków w swoich instalacjach;
 - c) wykaz SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z obowiązkowych wymogów określonych w rozporządzeniach (UE) 2016/631, (UE) 2016/1388 i (UE) 2016/1447 lub z przepisów krajowych oraz wykaz środków wdrażanych przez tych SGU;
 - d) wykaz znaczących użytkowników sieci o wysokim priorytecie i warunki dotyczące ich odłączania i ponownego podawania napięcia; oraz

- e) wykaz rozdzielni, które są istotne dla procedur ujętych w planie odbudowy;
 - f) liczbę źródeł zasilania na obszarze regulacyjnym OSP niezbędną do ponownego podania napięcia na jego system w ramach oddolnej strategii ponownego podawania napięcia posiadających zdolność do rozruchu autonomicznego, zdolność do szybkiej resynchronizacji (poprzez pracę na potrzeby własne) oraz zdolność pracy wyspowej; oraz
 - g) terminy wdrożenia każdego ze środków wymienionych w wykazie.
5. Plan odbudowy zawiera co najmniej następujące środki techniczne i organizacyjne określone w rozdziale III:
- a) procedurę ponownego podania napięcia zgodnie z sekcją 2;
 - b) procedurę dotyczącą regulacji częstotliwości zgodnie z sekcją 3; oraz
 - c) procedurę resynchronizacji zgodnie z sekcją 4.
6. Środki zawarte w planie odbudowy muszą być zgodne z następującymi zasadami:
- a) ich wpływ na użytkowników systemu jest minimalny;
 - b) są efektywne pod względem ekonomicznym;
 - c) uruchamiane są wyłącznie te środki, które są konieczne; oraz
 - d) nie mogą prowadzić do znalezienia się wzajemnie połączonych systemów przesyłowych w stanie zagrożenia lub zaniku zasilania.

Artykuł 24

Wdrażanie planu odbudowy

1. W terminie do dnia 18 grudnia 2019 r. każdy OSP wdraża te środki ze swojego planu odbudowy, które mają zostać wdrożone w jego systemie przesyłowym. Od tego momentu utrzymuje w sprawności wdrożone środki.
2. W terminie do dnia 18 grudnia 2018 r. każdy OSP powiadamia OSD przyłączonych do systemu przesyłowego o środkach, które mają zostać wdrożone, w tym o terminach ich wdrożenia, w:
 - a) instalacjach OSD zgodnie z art. 23 ust. 4; oraz
 - b) instalacjach SGU zidentyfikowanych zgodnie z art. 23 ust. 4 i przyłączonych do ich systemów dystrybucyjnych; oraz
 - c) instalacjach dostawców usług w zakresie odbudowy przyłączonych do ich systemów dystrybucyjnych; oraz
 - d) instalacjach OSD przyłączonych do ich systemów dystrybucyjnych.
3. W terminie do dnia 18 grudnia 2018 r. każdy OSP powiadamia SGU zidentyfikowanych zgodnie z art. 23 ust. 4 i dostawców usług w zakresie odbudowy bezpośrednio przyłączonych do jego systemu przesyłowego o środkach, które mają zostać wdrożone w ich instalacjach, w tym o terminach ich wdrożenia zgodnie z art. 23 ust. 4 lit. g).
4. W przypadkach przewidzianych w przepisach krajowych OSP bezpośrednio powiadamia SGU zidentyfikowanych zgodnie z art. 23 ust. 4, dostawców usług w zakresie odbudowy i OSD przyłączonych do systemów dystrybucyjnych oraz informuje zainteresowanego OSD o tym powiadomieniu.
5. W przypadku gdy OSP powiadamia OSD zgodnie z ust. 2, OSD z kolei bezzwłocznie powiadamia SGU, dostawców usług w zakresie odbudowy oraz OSD przyłączonych do jego systemu dystrybucyjnego o środkach z planu odbudowy, które muszą oni wdrożyć w swoich instalacjach, w tym o terminach ich wdrożenia zgodnie z art. 23 ust. 4 lit. g).
6. Każdy powiadomiony OSD, SGU i dostawca usług w zakresie odbudowy:
 - a) wdraża środki określone w powiadomieniu nie później niż w ciągu 12 miesięcy od daty powiadomienia;
 - b) potwierdza wdrożenie środków powiadomiacemu operatorowi systemu, który, jeżeli jest podmiotem innym niż OSP, powiadamia o tym potwierdzeniu OSP; oraz
 - c) utrzymuje w sprawności wdrożone środki w swoich instalacjach.

*Artykuł 25***Uruchamianie planu odbudowy**

1. Każdy OSP uruchamia procedury ujęte w jego planie odbudowy w drodze koordynacji z OSD i SGU zidentyfikowanymi zgodnie z art. 23 ust. 4 oraz z dostawcami usług w zakresie odbudowy w następujących przypadkach:
 - a) gdy system znajduje się w stanie zagrożenia zgodnie z kryteriami określonymi w art. 18 ust. 3 rozporządzenia (UE) 2017/1485, po ustabilizowaniu systemu w wyniku uruchomienia środków z planu obrony systemu; lub
 - b) gdy system znajduje się w stanie zaniku zasilania zgodnie z kryteriami określonymi w art. 18 ust. 4 rozporządzenia (UE) 2017/1485.
2. Podczas odbudowy systemu każdy OSP identyfikuje i monitoruje:
 - a) zakres i granice regionu synchronicznego lub regionów synchronicznych, do których należy jego obszar regulacyjny;
 - b) OSP, z którymi dzieli region synchroniczny lub regiony synchroniczne; oraz
 - c) dostępne rezerwy mocy czynnej w swoim obszarze regulacyjnym.
3. Każdy OSD i SGU zidentyfikowany zgodnie z art. 23 ust. 4, jak również każdy dostawca usług w zakresie odbudowy wykonuje bez zbędnej zwłoki polecenia dotyczące planu odbudowy wydawane przez OSP na podstawie art. 23 ust. 3 lit. b) zgodnie z procedurami ujętymi w planie odbudowy.
4. Każdy OSP uruchamia przedmiotowe procedury ujęte w swoim planie odbudowy, które mają istotny wpływ transgraniczny, w drodze koordynacji z OSP, na które mają wpływ.

*SEKCJA 2***Ponowne podawanie napięcia***Artykuł 26***Procedura ponownego podawania napięcia**

1. Procedura ponownego podania napięcia przewidziana w planie odbudowy zawiera zestaw środków umożliwiających OSP zastosowanie:
 - a) odgórnej strategii ponownego podania napięcia; oraz
 - b) oddolnej strategii ponownego podania napięcia.
2. W odniesieniu do oddolnej strategii ponownego podania napięcia procedura ponownego podania napięcia obejmuje co najmniej środki dotyczące:
 - a) zarządzania odchyleniami napięcia i częstotliwości wynikającymi z ponownego podania napięcia;
 - b) monitorowania pracy wyspowej i zarządzania nią; oraz
 - c) resynchronizacji obszarów pracy wyspowej.

*Artykuł 27***Uruchamianie procedury ponownego podania napięcia**

1. W przypadku uruchomienia procedury ponownego podania napięcia każdy OSP określa stosowaną strategię, biorąc pod uwagę:
 - a) dostępność źródeł zasilania zdolnych do ponownego podania napięcia w swoim obszarze regulacyjnym;
 - b) przewidywany czas realizacji możliwych do realizacji strategii ponownego podania napięcia oraz przewidywane ryzyko z nimi związane;
 - c) warunki systemów elektroenergetycznych;
 - d) warunki systemów przyłączonych bezpośrednio, w tym co najmniej stan połączeń wzajemnych.
 - e) znaczących użytkowników sieci o wysokim priorytecie wymienionych w wykazie zgodnie z art. 23 ust. 4; oraz
 - f) możliwość połączenia odgórnej i oddolnej strategii ponownego podania napięcia.

2. Stosując odgórną strategię ponownego podania napięcia, każdy OSP zarządza załączaniem obciążenia i wytwarzaniem w celu regulacji częstotliwości zgodnie z częstotliwością znamionową z maksymalną tolerancją maksymalnego odchylenia częstotliwości w stanie ustalonym. Każdy OSP stosuje warunki dotyczące załączania obciążenia i wytwarzania określone przez lidera częstotliwości, w przypadku gdy został on wyznaczony zgodnie z art. 29.
3. Stosując oddolną strategię ponownego podania napięcia, każdy OSP zarządza załączaniem obciążenia i wytwarzania w celu regulacji częstotliwości zgodnie z częstotliwością docelową ustanowioną zgodnie z art. 28 ust. 3 lit. c).
4. Podczas ponownego podawania napięcia OSP po skonsultowaniu się z OSD ustanawia wielkość obciążenia netto, która ma zostać ponownie przyłączona w sieciach dystrybucyjnych, i powiadamia o niej OSD. Każdy OSD ponownie przyłącza wielkość obciążenia netto określoną w powiadomieniu, przestrzegając wielkości załączanego zapotrzebowania i z uwzględnieniem automatycznego ponownego przyłączenia odbioru i wytwarzania w swojej sieci.
5. Każdy OSP informuje sąsiednie OSP o swojej zdolności do wsparcia odgórnej strategii ponownego podania napięcia.
6. Na potrzeby uruchomienia odgórnej strategii ponownego podania napięcia OSP zwraca się do sąsiednich OSP z wnioskiem o wsparcie ponownego podania napięcia. Wsparcie to może polegać na pomocy w zakresie mocy czynnej zgodnie z art. 21 ust. 3–5. OSP odpowiadający na wniosek udzielają pomocy przy ponownym podaniu napięcia, chyba że prowadziłoby to do znalezienia się ich systemów w stanie zagrożenia lub zaniku zasilania. W takim przypadku wnioskujący OSP stosuje oddolną strategię ponownego podania napięcia.

SEKCJA 3

Regulacja częstotliwości

Artykuł 28

Procedura dotycząca regulacji częstotliwości

1. Procedura dotycząca gospodarki częstotliwościowej przewidziana w planie odbudowy zawiera zestaw środków mających na celu odbudowę częstotliwości systemu z powrotem do wartości częstotliwości znamionowej.
2. Każdy OSP uruchamia swoją procedurę dotyczącą regulacji częstotliwości:
 - a) podczas przygotowywania procedury resynchronizacji, kiedy obszar synchroniczny jest podzielony na kilka regionów synchronicznych;
 - b) w przypadku odchylenia częstotliwości na obszarze synchronicznym; lub
 - c) w przypadku ponownego podania napięcia.
3. Procedura dotycząca regulacji częstotliwości obejmuje co najmniej:
 - a) wykaz działań związanych z nastawieniem regulatora mocy i częstotliwości przed wyznaczeniem liderów częstotliwości;
 - b) wyznaczenie liderów częstotliwości;
 - c) określenie częstotliwości docelowej w przypadku oddolnej strategii ponownego podania napięcia;
 - d) regulację częstotliwości po wystąpieniu odchylenia częstotliwości; oraz
 - e) regulację częstotliwości po podziale obszaru synchronicznego.
- f) ilościowe określenie obciążenia i mocy wytwórczych podlegających ponownemu podłączeniu, z uwzględnieniem dostępnych rezerw mocy czynnej w regionie synchronicznym w celu uniknięcia poważnych odchylenia częstotliwości.

Artykuł 29

Wyznaczenie lidera częstotliwości

1. W trakcie odbudowy systemu, kiedy obszar synchroniczny jest podzielony na kilka regionów synchronicznych, OSP każdego takiego regionu synchronicznego wyznaczają lidera częstotliwości zgodnie z przepisami ust. 3.
2. W trakcie odbudowy systemu, kiedy obszar synchroniczny nie jest podzielony, ale częstotliwość systemu wykracza poza granice częstotliwości stanu alarmowego określone w art. 18 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2017/1485, wszyscy OSP obszaru synchronicznego wyznaczają lidera częstotliwości zgodnie z przepisami ust. 3.

3. Jako lidera częstotliwości wyznacza się OSP o najwyższym, oszacowanym w czasie rzeczywistym, współczynniku K, chyba że OSP regionu lub obszaru synchronicznego zgodzą się na wyznaczenie innego OSP na lidera częstotliwości. W takim przypadku OSP regionu synchronicznego lub obszaru synchronicznego biorą pod uwagę następujące kryteria:

- a) ilość dostępnych rezerw mocy czynnej oraz w szczególności rezerw odbudowy częstotliwości;
- b) zdolności dostępne na połączeniach wzajemnych;
- c) dostępność pomiarów częstotliwości dokonywanych przez OSP regionu synchronicznego lub obszaru synchronicznego; oraz
- d) dostępność pomiarów elementów krytycznych w regionie synchronicznym lub obszarze synchronicznym.

4. Niezależnie od przepisów ust. 3, w przypadku gdy wielkość danego obszaru synchronicznego i sytuacja w czasie rzeczywistym to umożliwiają, OSP obszaru synchronicznego mogą z góry wyznaczyć lidera częstotliwości.

5. Operator systemu przesyłowego wyznaczony na lidera częstotliwości zgodnie z ust. 1 i 2 informuje bezzwłocznie innych OSP obszaru synchronicznego o swoim wyznaczeniu.

6. Wyznaczony lider częstotliwości sprawuje swoją funkcję do momentu, gdy:

- a) wyznaczony zostanie kolejny lider częstotliwości dla jego regionu synchronicznego;
- b) wyznaczony zostanie nowy lider częstotliwości w wyniku resynchronizacji jego regionu synchronicznego z innym regionem synchronicznym; lub
- c) obszar synchroniczny został całkowicie zresynchronizowany, częstotliwość systemu mieści się w przedziale standardowej częstotliwości, a LFC każdego OSP obszaru synchronicznego, pracuje z powrotem w normalnym trybie pracy zgodnie z art. 18 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2017/1485.

Artykuł 30

Regulacja częstotliwości po wystąpieniu odchyłeń częstotliwości

1. W trakcie odbudowy systemu, gdy lider częstotliwości został wyznaczony zgodnie z art. 29 ust. 3, pierwszym zadaniem OSP obszaru synchronicznego niebędących liderami częstotliwości jest zawieszenie ręcznej aktywacji rezerw odbudowy częstotliwości (FRR) i rezerw zastępczych (RR).

2. Po konsultacji z innymi OSP obszaru synchronicznego lider częstotliwości wyznacza tryb pracy, który ma być stosowany w odniesieniu do LFC, za którą odpowiada każdy OSP obszaru synchronicznego.

3. Lider częstotliwości zarządza ręczną aktywacją rezerw odbudowy częstotliwości i rezerw zastępczych na obszarze synchronicznym, mając na celu wyregulowanie częstotliwości obszaru synchronicznego zgodnie z częstotliwością znamionową oraz z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy zdefiniowanych w art. 25 rozporządzenia (UE) 2017/1485. Na żądanie każdy OSP obszaru synchronicznego udziela wsparcia liderowi częstotliwości.

Artykuł 31

Regulacja częstotliwości po podziale obszaru synchronicznego

1. W trakcie odbudowy systemu, gdy lider częstotliwości został wyznaczony zgodnie z art. 29 ust. 3, pierwszym zadaniem każdego OSP każdego regionu synchronicznego, z wyjątkiem lidera częstotliwości, jest zawieszenie ręcznego uruchamiania rezerw odbudowy częstotliwości i rezerw zastępczych.

2. Po konsultacji z innymi OSP regionu synchronicznego lider częstotliwości wyznacza tryb pracy, który ma być stosowany w LFC, każdego OSP regionu synchronicznego.

3. Lider częstotliwości zarządza ręczną aktywacją rezerw odbudowy częstotliwości i rezerw zastępczych w regionie synchronicznym, mając na celu wyregulowanie częstotliwości regionu synchronicznego zgodnie z częstotliwością docelową ustanowioną przez lidera resynchronizacji, o ile taki istnieje, zgodnie z art. 34 ust. 1 lit. a) oraz z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy zdefiniowanych w art. 25 rozporządzenia (UE) 2017/1485. W przypadku gdy dla danego regionu synchronicznego nie wyznaczono lidera resynchronizacji, lider częstotliwości dąży do wyregulowania częstotliwości do częstotliwości znamionowej. Na żądanie, każdy OSP regionu synchronicznego udziela wsparcia liderowi częstotliwości.

SEKCJA 4

Resynchronizacja

Artykuł 32

Procedura resynchronizacji

Procedura resynchronizacji podczas realizacji planu odbudowy obejmuje co najmniej:

- a) wyznaczenie lidera synchronizacji;
- b) środki, jakie pozwolą OSP zastosować strategię resynchronizacji; oraz
- c) maksymalne wartości dla kąta fazowego, różnicy częstotliwości i różnicy napięcia dla załączenia linii.

Artykuł 33

Wyznaczenie lidera synchronizacji

1. Podczas odbudowy systemu, w przypadku kiedy należy dokonać resynchronizacji dwóch regionów synchronicznych, trzeba wykonać to bez stworzenia zagrożenia dla bezpieczeństwa pracy systemów przesyłowych, liderzy częstotliwości w poszczególnych regionach synchronicznych wybierają lidera synchronizacji w konsultacji przynajmniej z OSP zidentyfikowanymi jako potencjalni liderzy resynchronizacji oraz w zgodzie z ust. 2. Każdy lider częstotliwości musi poinformować, bez zwłoki, OSP ze swojego regionu synchronicznego o wyznaczeniu lidera synchronizacji.

2. Dla każdej pary regionów synchronicznych, które mają zostać zresynchronizowane, liderem synchronizacji musi być OSP, który:

- a) posiada pracującą co najmniej jedną rozdzielnię wyposażoną w synchronizator, na granicy dwóch regionów synchronicznych, które mają zostać zresynchronizowane;
- b) ma dostęp do pomiarów częstotliwości z obu regionów synchronicznych;
- c) ma dostęp do pomiarów napięcia w rozdzielniach, pomiędzy którymi są zlokalizowane potencjalne punkty resynchronizacji; oraz
- d) jest w stanie regulować napięcie w potencjalnych punktach resynchronizacji.

3. W przypadku gdy kryteria, o których mowa w ust. 2, spełnia więcej niż jeden OSP, na lidera synchronizacji wyznacza się OSP o największej liczbie potencjalnych punktów resynchronizacji dwóch regionów synchronicznych, chyba że liderzy częstotliwości obu regionów synchronicznych zgodzą się wyznaczyć innego OSP jako lidera synchronizacji.

4. Wyznaczony lider resynchronizacji pełni swoją rolę do czasu, kiedy:

- a) zostanie wyznaczony inny lider resynchronizacji dla danych dwóch regionów synchronicznych; lub
- b) dwa regiony synchroniczne zostaną zresynchronizowane i wykonano wszystkie działania wymienione w art. 34.

Artykuł 34

Strategia resynchronizacji

1. Przed wykonaniem resynchronizacji lider synchronizacji musi:

- a) określić maksymalne wartości, o których mowa w art. 32:
 - (i) docelową wartość częstotliwości w procesie resynchronizacji;
 - (ii) maksymalną różnicę częstotliwości pomiędzy dwoma regionami synchronicznymi;
 - (iii) maksymalną wymianę mocy czynnej i biernej; oraz
 - (iv) tryb pracy LFC;
- b) wybrać punkt resynchronizacji z zachowaniem bezpieczeństwa pracy regionów synchronicznych;
- c) określić i przygotować wszystkie niezbędne działania dla przeprowadzenia resynchronizacji dwóch regionów synchronicznych w punkcie resynchronizacji;
- d) określić i przygotować następny zestaw działań mających na celu stworzenie dodatkowych połączeń między regionami synchronizowanymi; oraz
- e) ocenić gotowość regionów synchronicznych do resynchronizacji, biorąc pod uwagę warunki określone w lit. a).

2. Wykonując zadania wymienione w ust. 1, lider synchronizacji będzie musiał skonsultować się z liderami częstotliwości zaangażowanych regionów synchronicznych oraz, dla zadań wymienionych w lit. b)–e), będzie musiał skonsultować się z OSP, które obsługują rozdzielnie użyte do resynchronizacji.
3. Każdy lider częstotliwości informuje bez zbędnej zwłoki OSP w swoim regionie synchronicznym o planowanej resynchronizacji.
4. Kiedy wszystkie warunki w ust. 1 lit. a) zostaną spełnione lider resynchronizacji dokonuje resynchronizacji, uruchamiając działania ustanowione zgodnie z ust. 1 lit. c) i d).

ROZDZIAŁ IV

INTERAKCJE RYNKOWE

Artykuł 35

Procedura zawieszenia działań rynkowych

1. OSP może tymczasowo zawiesić jedno działanie rynkowe lub większą liczbę działań rynkowych określonych w ust. 2, w przypadku gdy:
 - a) system przesyłowy OSP znajduje się w stanie zaniku zasilania; lub
 - b) OSP wyczerpał wszystkie dostępne w ramach rynku możliwości, a kontynuowanie działań rynkowych w stanie zagrożenia pogorszyłoby jeden z warunków lub większą liczbę warunków, o których mowa w art. 18 ust. 3 rozporządzenia (UE) 2017/1485; lub
 - c) kontynuowanie działań rynkowych zmniejszyłoby w znacznym stopniu skuteczność procesu odbudowy do stanu normalnego lub stanu alarmowego; lub
 - d) nie są dostępne narzędzia i środki łączności niezbędne OSP do wspierania działań rynkowych.
2. Zgodnie z ust. 1 zawieszeniu mogą podlegać następujące działania rynkowe:
 - a) udostępnienie międzyobszarowych zdolności przesyłowych na potrzeby alokacji zdolności przesyłowych na odpowiednich granicach obszaru rynkowego dla każdego podstawowego okresu handlowego, jeżeli przewiduje się, że system przesyłowy nie zostanie przywrócony do stanu normalnego lub stanu alarmowego;
 - b) zgłaszanie przez dostawców usług bilansujących ofert na dostawę rezerw mocy oraz ofert na energię bilansującą;
 - c) zgłaszanie zbilansowanej pozycji przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie na koniec przedziału czasowego rynku dnia następnego, jeżeli wymagają tego warunki dotyczące bilansowania;
 - d) możliwość zmiany pozycji przez podmioty odpowiedzialne za bilansowanie;
 - e) zgłaszanie grafików, o których mowa w art. 111 ust. 1 i 2 rozporządzenia (UE) 2017/1485; oraz
 - f) inne istotne działania rynkowe, których zawieszenie uważa się za niezbędne dla zachowania działania lub odbudowy systemu.
3. W przypadku zawieszenia działań rynkowych zgodnie z ust. 1, na wniosek OSP SGU funkcjonuje, jeżeli jest to możliwe pod względem technicznym, zgodnie z mocą czynną zadaną przez OSP.
4. Zawieszając działania rynkowe zgodnie z ust. 1, OSP może całkowicie lub częściowo zawiesić działanie swoich procesów, na które ma wpływ dane zawieszenie.
5. Zawieszając działania rynkowe zgodnie z ust. 1, OSP koordynuje działania co najmniej z następującymi stronami:
 - a) OSP regionów wyznaczania zdolności przesyłowych, których członkiem jest dany OSP;
 - b) OSP, z którymi dany OSP zawarł uzgodnienia dotyczące koordynacji procesu bilansowania.
 - c) „NEMO” i innymi jednostkami przypisanymi do pełnienia lub którym przekazano pełnienie funkcji rynkowych zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2015/1222 w obrębie jego obszaru regulacyjnego;
 - d) OSP bloku regulacyjnego mocy i częstotliwości, którego członkiem jest dany OSP; oraz
 - e) podmiotami odpowiedzialnymi za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych regionów wyznaczania zdolności przesyłowych, których członkiem jest dany OSP.
6. W przypadku zawieszenia działań rynkowych każdy OSP wszczyna procedurę dotyczącą komunikacji określoną w art. 38.

Artykuł 36

Zasady zawieszania i przywracania działań rynkowych

1. W terminie do dnia 18 grudnia 2018 r. każdy OSP opracowuje propozycję zasad dotyczących zawieszania i przywracania działań rynkowych.
2. Po zatwierdzeniu przedmiotowych zasad przez właściwy organ regulacyjny zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE OSP publikuje te zasady na swojej stronie internetowej.
3. Zasady zawieszania i przywracania działań rynkowych są zgodne w możliwie najszerszym zakresie z:
 - a) zasadami udostępniania międzyobszarowych zdolności przesyłowych w odpowiednich regionach wyznaczania zdolności przesyłowych;
 - b) zasadami zgłaszania przez dostawców usług bilansujących ofert na dostawę rezerw mocy oraz ofert na energię bilansującą zgodnie z ustaleniami z innymi OSP dotyczącymi koordynacji procesu bilansowania;
 - c) zasadami zapewniania przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie zbilansowanej pozycji na koniec przedziału czasowego dnia następnego, jeżeli wymagają tego warunki dotyczące bilansowania;
 - d) zasadami zmian pozycji podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie; oraz
 - e) zasadami zgłaszania grafików, o których mowa w art. 111 ust. 1 i 2 rozporządzenia (UE) 2017/1485.
4. Opracowując zasady zawieszania i przywracania działań rynkowych, każdy OSP przekształca sytuacje, o których mowa w art. 35 ust. 1, w obiektywnie zdefiniowane parametry, uwzględniające następujące czynniki:
 - a) odsetek odłączeń odbioru w obszarze LFC danego OSP odpowiadający:
 - (i) brakowi możliwości utrzymania swojego bilansu przez istotną część podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie; lub
 - (ii) konieczności odejścia przez OSP od zwykłych procedur bilansowania w celu skutecznego ponownego podania napięcia;
 - b) odsetek odłączeń mocy wytwórczych w obszarze LFC danego OSP odpowiadającego brakowi możliwości utrzymania swojego zbilansowania przez istotny odsetek podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie;
 - c) udział i rozłożenie geograficzne niedostępnych elementów systemu przesyłowego odpowiadających:
 - (i) desynchronizacji istotnej części obszaru LFC, w wyniku której normalny proces bilansowania nie działa prawidłowo; lub
 - (ii) obniżeniu do zera międzyobszarowych zdolności przesyłowych na granicy (granicach) obszaru rynkowego;
 - d) niemożność wykonywania przez następujące pokrzywdzone podmioty ich działań rynkowych z powodu lub powodów, leżących poza ich kontrolą:
 - (i) podmioty odpowiedzialne za bilansowanie;
 - (ii) dostawców usług bilansujących;
 - (iii) NEMO i inne jednostki przypisane do pełnienia lub którym przekazano pełnienie funkcji rynkowych zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2015/1222;
 - (iv) OSD przyłączonych do systemu przesyłowego;
 - e) braku prawidłowo funkcjonujących narzędzi i środków łączności niezbędnych do:
 - (i) przeprowadzenia jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub bieżącego lub działania mechanizmu alokacji zdolności przesyłowych typu *explicit*; lub
 - (ii) przeprowadzenia procesu odbudowy częstotliwości; lub
 - (iii) przeprowadzenia procesu zastępowania rezerw; lub
 - (iv) zgłoszenia zbilansowanej pozycji przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie w dniu następnym oraz zmiany pozycji; lub
 - (v) zgłoszenia grafików, o których mowa w art. 111 ust. 1 i 2 rozporządzenia (UE) 2017/1485.
5. Zasady zawieszania i przywracania działań rynkowych określają czas opóźnienia, który należy uwzględnić w przypadku każdego parametru zdefiniowanego zgodnie z ust. 4 przed wszczęciem procedury zawieszenia działań rynkowych.

6. Dany OSP ocenia w czasie rzeczywistym parametry zdefiniowane zgodnie z ust. 4 na podstawie dostępnych mu informacji.
7. W terminie do dnia 18 grudnia 2020 r. ENTSO energii elektrycznej przedkłada Agencji sprawozdanie oceniające poziom harmonizacji zasad zawieszania i przywracania działań rynkowych ustanowionych przez OSP oraz określających, odpowiednio, obszary wymagające harmonizacji.
8. W terminie do dnia 18 czerwca 2019 r. każdy OSP przedkłada ENTSO energii elektrycznej dane niezbędne do przygotowania i przedłożenia sprawozdania zgodnie z ust. 7.

Artykuł 37

Procedura przywracania działań rynkowych

1. Dany OSP w koordynacji z NEMO działającymi w obrębie jego obszaru regulacyjnego oraz z sąsiednimi OSP, wszczyna procedurę przywracania działań rynkowych zawieszonych zgodnie z art. 35 ust. 1, jeżeli:
 - a) sytuacja, która spowodowała zawieszenie, zakończyła się i nie zaistniała żadna z pozostałych sytuacji, o których mowa w art. 35 ust. 1; oraz
 - b) podmioty, o których mowa w art. 38 ust. 2, zostały z wyprzedzeniem należycie poinformowane zgodnie z art. 38.
2. Dany OSP, w koordynacji z sąsiednimi OSP, rozpoczyna przywracanie procesów OSP, na które miało wpływ zawieszenie działań rynkowych, jeżeli warunki, o których mowa w ust. 1, zostały spełnione lub wcześniej, jeżeli jest to konieczne do przywrócenia działań rynkowych.
3. Dany NEMO (dani NEMO), w koordynacji z OSP i podmiotami, o których mowa w art. 35 ust. 5, rozpoczyna(ją) odbudowę odpowiednich procesów jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub dnia bieżącego jak najszybciej po uzyskaniu od OSP informacji, że procesy OSP zostały przywrócone.
4. Jeżeli doszło do zawieszenia udostępniania międzyobszarowych zdolności przesyłowych, a następnie do ich przywrócenia, każdy zaangażowany OSP dokonuje aktualizacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych na potrzeby alokacji zdolności przesyłowych z zastosowaniem najbardziej wykonalnego i skutecznego wariantu spośród wymienionych poniżej dla każdego podstawowego okresu handlowego:
 - a) stosując najnowsze dostępne międzyobszarowe zdolności przesyłowe obliczone przez podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych;
 - b) uruchamiając regionalne procesy wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z art. 29 i 30 rozporządzenia (UE) 2015/1222; lub
 - c) określając, w koordynacji z OSP regionu wyznaczania zdolności przesyłowych, międzyobszarowe zdolności przesyłowe w oparciu o bieżące fizyczne warunki sieciowe.
5. Gdy część całego regionu łączenia rynków, na którym zawieszono zostały działania rynkowe, znajduje się z powrotem w stanie normalnym lub w stanie alarmowym, NEMO danego regionu są uprawnieni do przeprowadzenia łączenia rynków w części całego regionu łączenia rynków, w porozumieniu z OSP i podmiotami, o których mowa w art. 35 ust. 5, pod warunkiem że dany OSP przywrócił proces wyznaczania zdolności przesyłowych.
6. Nie później niż 30 dni po przywróceniu działań rynkowych OSP, którzy zawiesili i przywrócili działania rynkowe, przygotowują sprawozdanie co najmniej w języku angielskim zawierające szczegółowe wyjaśnienie powodu, wdrożenia i wpływu zawieszenia rynku oraz odniesienie do zgodności z zasadami zawieszania i przywracania działań rynkowych, a także przekazują je właściwemu organowi regulacyjnemu zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE i udostępniają podmiotom, o których mowa w art. 38 ust. 2.
7. Organy regulacyjne państw członkowskich lub Agencja mogą wydać zalecenie dla zaangażowanych OSP w sprawie propagowania dobrych praktyk i zapobiegania podobnym incydentom w przyszłości.

Artykuł 38

Procedura przekazywania informacji

1. Zasady zawieszania i przywracania działań rynkowych opracowane zgodnie z art. 36 obejmują również procedurę przekazywania informacji określającą szczegółowo zadania i działania, których wykonania oczekuje się od każdej strony pełniącej określone role podczas zawieszania i przywracania działań rynkowych.

2. Procedura przekazywania informacji zapewnia jednocześnie przesłanie informacji do następujących podmiotów:
 - a) stron, o których mowa w art. 35 ust. 5;
 - b) podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie;
 - c) dostawców usług bilansujących;
 - d) OSD przyłączonych do systemu przesyłowego; oraz
 - e) właściwych organów regulacyjnych zainteresowanych państw członkowskich zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE.
3. Procedura przekazywania informacji powinna obejmować co najmniej następujące kroki:
 - a) powiadomienie przez OSP o zawieszeniu działań rynkowych zgodnie z art. 35;
 - b) powiadomienie przez OSP o oszacowanych w możliwie najlepszy sposób czasie i dacie odbudowy systemu przesyłowego;
 - c) powiadomienie przez NEMO i inne podmioty przypisane do pełnienia funkcji rynkowych zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2015/1222 i rozporządzeniem (UE) 2016/1719 o zawieszeniu ich działań, o ile takie nastąpiło;
 - d) aktualizowanie przez OSP informacji na temat procesu odbudowy systemu przesyłowego;
 - e) powiadomienie przez podmioty, o których mowa w ust. 2 lit. a)–d), o działaniu ich narzędzi rynkowych i systemów komunikacji;
 - f) powiadomienie przez OSP o przywróceniu systemu przesyłowego do stanu normalnego lub alarmowego;
 - g) powiadomienie przez NEMO i inne podmioty przypisane do pełnienia lub którym przekazano pełnienie funkcji rynkowych zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2015/1222 o oszacowanych w możliwie najlepszy sposób czasie i dacie przywrócenia działań rynkowych; oraz
 - h) potwierdzenie przez NEMO i inne podmioty przypisane do pełnienia lub którym przekazano pełnienie funkcji rynkowych zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2015/1222 dotyczące przywrócenia działań rynkowych.
4. Wszelkie powiadomienia i zaktualizowane informacje przekazywane przez OSP, NEMO i inne podmioty przypisane do pełnienia lub którym przekazano pełnienie funkcji rynkowych, o których mowa w ust. 3, są publikowane na stronach internetowych tych podmiotów. Gdy nie ma możliwości publikacji powiadomienia lub zaktualizowanych informacji na stronie internetowej, podmiot podlegający obowiązkowi powiadomienia informuje za pośrednictwem poczty elektronicznej lub jakichkolwiek innych dostępnych środków co najmniej te podmioty, które uczestniczą bezpośrednio w zawieszonych działaniach rynkowych.
5. Powiadomienie, o którym mowa w ust. 3 lit. e), przekazuje się zainteresowanym OSP za pośrednictwem poczty elektronicznej lub jakichkolwiek innych dostępnych środków.

Artykuł 39

Zasady rozliczania w przypadku zawieszenia działań rynkowych

1. W terminie do dnia 18 grudnia 2018 r. OSP opracowuje propozycję dotyczącą zasad rozliczania niezbilansowania oraz rozliczania zakontraktowanych rezerw mocy i energii bilansującej, które mają zastosowanie do okresów rozliczania niezbilansowania, w trakcie których zawieszono zostały działania rynkowe. OSP może zaproponować te same zasady, jakie stosuje do normalnych działań.

Po zatwierdzeniu przedmiotowych zasad przez właściwy organ regulacyjny zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE OSP publikuje te zasady na swojej stronie internetowej.

OSP może przekazać zadania OSP, o których mowa w niniejszym artykule, co najmniej jednej osobie trzeciej, pod warunkiem że taka osoba trzecia może wykonywać odpowiednią funkcję nie mniej efektywnie niż OSP. Państwo członkowskie lub, w stosownych przypadkach, organ regulacyjny może powierzyć zadania, o których mowa w niniejszym artykule, co najmniej jednej osobie trzeciej, pod warunkiem że taka osoba trzecia może wykonywać odpowiednią funkcję nie mniej efektywnie niż OSP.

2. Zasady, o których mowa w ust. 1, dotyczą rozliczeń OSP i osób trzecich, w stosownych przypadkach, z podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie, a także z dostawcami usług bilansujących.

3. Zasady opracowane zgodnie z ust. 1:

- a) zapewniają neutralność finansową każdego OSP oraz odpowiedniej osoby trzeciej, o której mowa w ust. 1;
- b) zapobiegają zakłóceniom zachęt lub zachętom przynoszącym efekty odwrotne do zamierzonych w odniesieniu do podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, dostawców usług bilansowania systemu i OSP;

- c) motywują podmioty odpowiedzialne za bilansowanie, aby dążyły do zachowania zbilansowania lub udzielały pomocy przy przywracaniu zbilansowania w systemie;
- d) zapobiegają jakimkolwiek karom pieniężnym nakładanym na podmioty odpowiedzialne za bilansowanie oraz dostawców usług bilansujących w związku z wykonaniem działań wymaganych przez OSP;
- e) zniechęcają OSP do zawieszania działań rynkowych, chyba że jest to bezwzględnie konieczne, i motywują OSP do jak najszybszego przywrócenia działań rynkowych; oraz
- f) motywują dostawców usług bilansowania systemu do oferowania usług przyłączającemu OSP, które pomagają w odbudowie systemu do stanu normalnego.

ROZDZIAŁ V

WYMIANA I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI, NARZĘDZIA I URZĄDZENIA

Artykuł 40

Wymiana informacji

1. Dodatkowo poza przepisami art. 40–53 rozporządzenia (UE) 2017/1485 każdy OSP jest uprawniony do gromadzenia następujących informacji w przypadku stanu zagrożenia, zaniku zasilania lub odbudowy systemu:
 - a) od OSD zidentyfikowanych zgodnie z art. 23 ust. 4, co najmniej następujących informacji:
 - (i) o tej części ich sieci, która pracuje wyspowo;
 - (ii) o zdolności zsynchronizowania części sieci, pracujących wyspowo; oraz
 - (iii) zdolności do uruchomienia pracy wyspowej;
 - b) informacji udostępnianych przez SGU zidentyfikowanych zgodnie z art. 23 ust. 4 i dostawców usług w zakresie odbudowy, dotyczących co najmniej następujących warunków:
 - (i) bieżącego stanu instalacji;
 - (ii) ograniczeń eksploatacyjnych;
 - (iii) czasu pełnej aktywacji i czasu zwiększenia wytwarzania; oraz
 - (iv) czasów krytycznych procesów.
2. W sytuacji stanu zagrożenia, zaniku zasilania lub odbudowy systemu każdy OSP udostępnia we właściwym czasie, na potrzeby procedur ujętych w planie obrony systemu i w planie odbudowy następujące informacje, jeżeli są dostępne dla danego OSP:
 - a) sąsiadnim OSP, informacje dotyczące co najmniej:
 - (i) zakresu i granic regionu synchronicznego lub regionów synchronicznych, do których należy jego obszar regulacyjny;
 - (ii) ograniczeń eksploatacyjnych dla regionu synchronicznego;
 - (iii) maksymalnego czasu trwania i wielkości dostaw mocy czynnej i biernej, która może być dostarczona poprzez połączenia wzajemne; oraz
 - (iv) wszelkich innych ograniczeń technicznych lub organizacyjnych;
 - b) liderowi częstotliwości, informacji dotyczących co najmniej:
 - (i) ograniczeń w pracy wyspowej;
 - (ii) dostępnego dodatkowego obciążenia oraz dostępnych mocy wytwórczych; oraz
 - (iii) dostępności rezerw operacyjnych;
 - c) OSD przyłączonym do systemu przesyłowego zidentyfikowanym zgodnie z art. 11 ust. 4 i art. 23 ust. 4 – informacji dotyczących co najmniej:
 - (i) stanu systemu przesyłowego;
 - (ii) wartości granicznych mocy czynnej i biernej, maksymalnej wielkości załączanego obciążenia, położenia przełącznika zaczepek i stanu wyłącznika w punkcie przyłączenia;

- (iii) informacji o bieżącym i planowanym statusie modułów wytwarzania energii przyłączonych do OSD, jeżeli nie są one dostępne bezpośrednio OSD; oraz
 - (iv) wszelkich niezbędnych informacji prowadzących do dalszej koordynacji ze stronami przyłączonymi do systemu dystrybucyjnego;
- d) w przypadku dostawców usług w zakresie usługi obrony – informacji dotyczących co najmniej:
- (i) stanu systemu przesyłowego; oraz
 - (ii) planowanych działań wymagających udziału dostawców usług w zakresie usługi obrony;
- e) OSD i SGU zidentyfikowanym zgodnie z art. 23 ust. 4 oraz dostawcom usług w zakresie usługi odbudowy – informacji dotyczących co najmniej:
- (i) stanu systemu przesyłowego;
 - (ii) zdolności i planów ponownego podania napięcia na łączniki; oraz
 - (iii) planowanych działań wymagających ich udziału.
3. OSP w sytuacji stanu zagrożenia, zaniku zasilania lub odbudowy systemu wymieniają między sobą informacje dotyczące co najmniej:
- a) okoliczności, które doprowadziły do bieżącego stanu ich systemu przesyłowego, w zakresie, w jakim są im znane; oraz
 - b) potencjalnych problemów, które sprawiają, że konieczne jest wsparcie systemu mocą czynną.
4. OSP w sytuacji stanu zagrożenia, zaniku zasilania lub odbudowy systemu udostępnia w odpowiednim czasie informacje o stanie systemu przesyłowego oraz informacje wyjaśniające sytuację tego systemu przesyłowego, jeżeli są dostępne:
- a) NEMO, którzy udostępniają te informacje uczestnikom swojego rynku, jak przewidziano w art. 38;
 - b) swojemu właściwemu organowi regulacyjnemu zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE lub, jeżeli zostało to wyraźnie przewidziane w prawie krajowym, podmiotom, o których mowa w art. 4 ust. 3; oraz
 - c) w razie potrzeby wszystkim innym odpowiednim stronom.
5. OSP informują każdą zainteresowaną stronę o planie testów opracowanym zgodnie z art. 43 ust. 2 i 3

Artykuł 41

Systemy komunikacji

1. Każdy OSD i SGU zidentyfikowany zgodnie z art. 23 ust. 4 lit. b) i c), każdy dostawca usług w zakresie usługi odbudowy i każdy OSP ma zainstalowany system komunikacji głosowej z wystarczającym nadmiarowym sprzętem i źródłami rezerwowego zasilania, aby umożliwić wymianę informacji na potrzeby planu odbudowy przez okres co najmniej 24 godzin w razie całkowitego braku zewnętrznego zasilania energią elektryczną lub w razie awarii któregośkolwiek pojedynczego urządzenia działającego w systemie komunikacji głosowej. Państwa członkowie mogą określić wymóg minimalnego rezerwowego zasilania przez okres dłuższy niż 24 godziny.
2. Każdy OSP ustala w porozumieniu z OSD i SGU zidentyfikowanymi zgodnie z art. 23 ust. 4 oraz dostawcami usług w zakresie usługi odbudowy wymagania techniczne, jakie muszą spełniać ich systemy komunikacji głosowej jak również system komunikacji głosowej OSP, aby umożliwiły one interoperacyjność i gwarantowały, że rozpoznają połączenie przychodzące z OSP i natychmiast na nie odpowiedzą.
3. Każdy OSP ustala w porozumieniu z sąsiednimi OSP i innymi OSP w jego obszarze synchronicznym wymagania techniczne, jakie muszą spełniać ich systemy komunikacji głosowej oraz własny system komunikacji głosowej OSP, aby umożliwiły one interoperacyjność i gwarantowały, że druga strona może rozpoznać połączenie przychodzące OSP i natychmiast je odebrać.
4. Niezależnie od przepisów ust. 1 SGU zidentyfikowani zgodnie z art. 23 ust. 4, którzy są zaliczani do modułów wytwarzania energii typu B, oraz dostawcy usług w zakresie usługi odbudowy, którzy są zaliczani do modułów wytwarzania energii typu A lub B, mogą mieć wyłącznie system transmisji danych zamiast systemu komunikacji głosowej, o ile zostanie to uzgodnione z OSP. Powyższy system transmisji danych musi spełniać wymagania określone w ust. 1 i 2.
5. Państwa członkowskie mogą wymagać, oprócz systemu komunikacji głosowej, dodatkowego systemu komunikacji dla wsparcia planu odbudowy; w takim przypadku dodatkowy system komunikacji musi spełniać wymogi określone w ust. 1.

Artykuł 42

Narzędzia i urządzenia

1. Każdy OSP udostępnia krytyczne narzędzia i urządzenia, o których mowa w art. 24 rozporządzenia (UE) 2017/1485, na okres co najmniej 24 godzin w razie utraty podstawowego źródła zasilania energią.
2. Każdy OSD i SGU zidentyfikowany zgodnie z art. 23 ust. 4 oraz każdy dostawca usług w zakresie usługi odbudowy udostępnia krytyczne narzędzia i urządzenia, o których mowa w art. 24 rozporządzenia (UE) 2017/1485 stosowane na potrzeby planu odbudowy, na okres co najmniej 24 godzin w razie utraty podstawowego źródła zasilania energią, jak zostało to określone przez OSP.
3. Każdy OSP posiada co najmniej jeden rezerwowy punkt dyspozytorski położony w oddzielnym miejscu. W rezerwowym punkcie dyspozytorskim muszą się znajdować co najmniej krytyczne narzędzia i urządzenia, o których mowa w art. 24 rozporządzenia (UE) 2017/1485. Każdy OSP zapewnia rezerwowe zasilanie energią elektryczną na potrzeby swojego rezerwowego punktu dyspozytorskiego na okres co najmniej 24 godzin w razie utraty podstawowego zasilania energią.
4. Każdy OSP przygotowuje procedurę przeniesienia funkcji głównego punktu dyspozytorskiego do rezerwowego punktu dyspozytorskiego, jak najszybszego a w każdym razie trwającego maksymalnie trzy godziny. Procedura ta obejmuje działanie systemu w trakcie dokonywania przeniesienia.
5. Rozdzielnie zidentyfikowane jako niezbędne w odniesieniu do procedur ujętych w planie odbudowy zgodnie z art. 23 ust. 4 muszą pracować co najmniej przez okres 24 godzin w razie utraty podstawowego źródła zasilania energią. W przypadku rozdzielni w obszarach synchronicznych Irlandii i Łotwy czas ich pracy w razie utraty podstawowego źródła zasilania energią może być krótszy niż 24 godziny i jest zatwierdzany przez organ regulacyjny lub inny właściwy organ państwa członkowskiego na podstawie propozycji OSP.

ROZDZIAŁ VI

ZGODNOŚĆ I PRZEGLĄD

SEKCJA 1

Testowanie zgodności OSP, OSD i SGU pod kątem zdolności

Artykuł 43

Zasady ogólne

1. Każdy OSP dokonuje okresowo oceny właściwego funkcjonowania wszystkich urządzeń i zdolności wytwórczych uwzględnionych w planie obrony systemu i planie odbudowy. W tym celu każdy OSP okresowo dokonuje weryfikacji zgodności przedmiotowych urządzeń i zdolności zgodnie z ust. 2 i z art. 41 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2016/631, art. 35 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2016/1388 i art. 69 ust. 1 i 2 rozporządzenia (UE) 2016/1447.
2. W terminie do dnia 18 grudnia 2019 r. każdy OSP określa plan testów w porozumieniu z OSD, SGU zidentyfikowanymi zgodnie z art. 11 ust. 4 i art. 23 ust. 4, z dostawcami usług w zakresie ochrony i dostawcami usług w zakresie odbudowy. W planie testów określa się, które urządzenia i zdolności wytwórcze istotne z punktu widzenia planu obrony systemu i planu odbudowy wymagają objęcia testami.
3. Plan testów uwzględnia okresowość i warunki wykonywania testów zgodnie z minimalnymi wymaganiami przedstawionymi w art. 44–47. Plan testów jest sporządzany zgodnie z metodą określoną w rozporządzeniu (UE) 2016/631, rozporządzeniu (UE) 2016/1388 i rozporządzeniu (UE) 2016/1447 w odniesieniu do odpowiedniej badanej zdolności. W przypadku SGU, którzy nie podlegają przepisom rozporządzenia (UE) 2016/631, rozporządzenia (UE) 2016/1388 i rozporządzenia (UE) 2016/1447, plan testów jest sporządzany zgodnie z przepisami prawa krajowego.
4. Żaden OSP, OSD, SGU, dostawca usług w zakresie usługi obrony ani dostawca usług w zakresie usługi odbudowy nie dopuszczają do zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu przesyłowego i wzajemnie połączonego systemu przesyłowego w trakcie testu. Test jest przeprowadzany w sposób ograniczający do minimum wpływ na użytkowników systemu.
5. Test uznaje się za pomyślny, jeżeli spełnia warunki ustanowione przez właściwego operatora systemu zgodnie z ust. 3. OSP, OSD, SGU, dostawca usług w zakresie usługi obrony i dostawca usług w zakresie usługi odbudowy powtarzają test dopóty, dopóki nie spełni on tych kryteriów.

*Artykuł 44***Testowanie zgodności zdolności modułów wytwarzania energii**

1. Każdy dostawca usług w zakresie usługi odbudowy, który jest modułem wytwarzania energii, zapewniający rozruch autonomiczny, przeprowadza test zdolności do rozruchu autonomicznego co najmniej co trzy lata zgodnie z metodą określoną w art. 45 ust. 5 rozporządzenia (UE) 2016/631.
2. Każdy dostawca usług w zakresie usługi odbudowy, który jest modułem wytwarzania energii, zapewniający szybką resynchronizację, przeprowadza test w zakresie przełączenia na tryb pracy na potrzeby własne po każdej zmianie urządzeń mającej wpływ na jego zdolności pracy na potrzeby własne lub po dwóch kolejnych nieudanych przełączeniach w rzeczywistych warunkach pracy zgodnie z metodą określoną w art. 45 ust. 6 rozporządzenia (UE) 2016/631.

*Artykuł 45***Testowanie zgodności instalacji odbiorczych zapewniających regulację zapotrzebowania**

1. Każdy dostawca usług w zakresie usługi obrony, zapewniający regulację zapotrzebowania, wykonuje test zmiany zapotrzebowania po dwóch kolejnych nieudanych regulacjach w rzeczywistych warunkach pracy lub co najmniej raz na rok zgodnie z metodą określoną w art. 41 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2016/1388.
2. Każdy dostawca usług w zakresie usługi obrony, zapewniający odłączenie odbioru przy niskiej częstotliwości w ramach regulacji zapotrzebowania, przeprowadza test odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości w okresie, który ma być wskazany na poziomie krajowym, i zgodnie z metodą określoną w art. 37 ust. 4 rozporządzenia (UE) 2016/1388 w odniesieniu do instalacji odbiorczych przyłączonych do systemu przesyłowego lub zgodnie z podobną metodą określoną przez właściwego operatora systemu dla innych instalacji odbiorczych.

*Artykuł 46***Testowanie zgodności zdolności systemów wysokiego napięcia prądu stałego (HVDC)**

Każdy dostawca usług w zakresie usługi odbudowy, który jest systemem HVDC, przeprowadza test zdolności rozruchu autonomicznego co najmniej raz na trzy lata zgodnie z metodą określoną w art. 70 ust. 11 rozporządzenia (UE) 2016/1447.

*Artykuł 47***Testowanie zgodności przełączników odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości**

Każdy OSD i OSP przeprowadza testy przełączników odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości zamontowanych w jego instalacjach w okresie, określonym na poziomie krajowym, i zgodnie z metodą określoną w art. 37 ust. 6 i art. 39 ust. 5 rozporządzenia (UE) 2016/1388.

*Artykuł 48***Testowanie systemów komunikacji**

1. Każdy OSD i SGU zidentyfikowany zgodnie z art. 23 ust. 4, każdy OSP i każdy dostawca usług w zakresie usługi odbudowy co najmniej raz na rok przeprowadza test systemów komunikacji określonych w art. 41.
2. Każdy OSD i SGU zidentyfikowany zgodnie z art. 23 ust. 4 oraz każdy OSP i dostawca usług w zakresie usługi odbudowy co najmniej raz na pięć lat przeprowadza test rezerwowego zasilania energią jego systemów komunikacji.
3. W terminie do dnia 18 grudnia 2024 r. każdy OSP w porozumieniu z innymi OSP określa plan testów dotyczący testowania komunikacji pomiędzy OSP.

*Artykuł 49***Testowanie narzędzi i urządzeń**

1. Każdy OSP co najmniej raz na rok przeprowadza test zdolności głównych lub rezerwowych źródeł zasilania głównego i rezerwowego punktu dyspozytorskiego, które przewidziano w art. 42.

2. Każdy OSP co najmniej raz na trzy lata przeprowadza testy funkcjonalności krytycznych narzędzi i urządzeń, o których mowa w art. 24 rozporządzenia (UE) 2017/1485, w tym głównych i rezerwowych narzędzi i urządzeń. Jeżeli przedmiotowe narzędzia i urządzenia są powiązane z OSD lub SGU, strony te uczestniczą w takim teście.
3. Każdy OSP testuje co najmniej raz na pięć lat zdolność rezerwowych źródeł zasilania do dostarczania istotnych usług świadczonych przez rozdzielnie, zidentyfikowane jako istotne na potrzeby procedur ujętych w planie odbudowy zgodnie z art. 23 ust. 4. Jeżeli przedmiotowe rozdzielnie znajdują się w systemach dystrybucyjnych, taki test przeprowadza OSD.
4. Każdy OSP co najmniej raz na rok przeprowadza test procedury przeniesienia na potrzeby przeniesienia się z głównego punktu dyspozytorskiego do rezerwowego punktu dyspozytorskiego, które przewidziano w art. 42 ust. 4.

SEKCJA 2

Testowanie zgodności i przegląd planów obrony systemu i planów odbudowy

Artykuł 50

Testowanie zgodności i okresowy przegląd planu obrony systemu

1. Każdy OSD, którego dotyczy wdrożenie odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości w jego instalacjach, aktualizuje raz w roku powiadomienie do operatora systemu określonego w art. 12 ust. 6 lit. b). Przedmiotowe powiadomienie obejmuje progi częstotliwości, przy której zostaje zainicjowane odłączenie obciążenia netto i procentową część odłączonego obciążenia netto dla każdego takiego progu.
2. Każdy OSP monitoruje odpowiednie wdrożenie odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości na podstawie corocznego pisemnego powiadomienia, o którym mowa w ust. 1, oraz w stosownych przypadkach na podstawie informacji szczegółowych dotyczących wdrażania instalacji OSP.
3. Każdy OSP dokonuje przeglądu całego planu obrony systemu w celu oceny jego skuteczności co najmniej raz na pięć lat. W ramach tego przeglądu OSP uwzględni co najmniej następujące kwestie:
 - a) opracowanie i rozwój jego sieci od ostatniego przeglądu lub pierwszego projektu;
 - b) zdolności nowych urządzeń zainstalowanych w systemach przesyłowych i systemach dystrybucyjnych od ostatniego przeglądu lub pierwszego projektu;
 - c) SGU uruchomione od ostatniego przeglądu lub pierwszego projektu, ich zdolności i istotne oferowane usługi;
 - d) wykonane testy oraz analizy incydentów mających miejsce w systemach zgodnie z art. 56 ust. 5 rozporządzenia (UE) 2017/1485; oraz
 - e) dane operacyjne zgromadzone w trakcie normalnej pracy i po zakłóceniach.
4. Każdy OSP dokonuje przeglądu odpowiednich środków swojego planu obrony systemu zgodnie z ust. 3 przed wprowadzeniem jakichkolwiek istotnych zmian w konfiguracji sieci.
5. Jeżeli OSP stwierdzi konieczność dostosowania planu obrony systemu, dokonuje zmian w planie obrony systemu i wdraża te zmiany zgodnie z art. 4 ust. 2 lit. c) i d) oraz art. 11 i 12.

Artykuł 51

Testowanie zgodności i okresowy przegląd planu odbudowy

1. Każdy OSP co najmniej raz na pięć lat dokonuje przeglądu środków przyjętych w jego planie odbudowy w oparciu o testy wykorzystujące symulację komputerową, wykorzystując dane uzyskane od OSD zidentyfikowanych zgodnie z art. 23 ust. 4 i dostawców usług w zakresie odbudowy. OSP określa wspomniane testy symulacyjne w specjalnej procedurze testów obejmującej co najmniej:
 - a) zasilanie torów rozruchowych od dostawców usług w zakresie odbudowy dysponujących zdolnościami rozruchu autonomicznego lub pracy wyspowej;
 - b) zasilanie potrzeb własnych i ogólnych modułów wytwarzania energii;
 - c) proces ponownego przyłączenia odbioru; oraz
 - d) proces resynchronizacji sieci pracującej wyspowo.

2. Ponadto, jeżeli zostanie to uznane za konieczne przez OSP z uwagi na efektywność planu odbudowy, każdy OSP przeprowadza testy operacyjne w ramach części planu odbudowy we współpracy z OSD zidentyfikowanymi zgodnie z art. 23 ust. 4 i dostawcami usług w zakresie odbudowy. OSP określają przedmiotowe testy operacyjne w porozumieniu z OSD i dostawcami usług w zakresie odbudowy w ramach specjalnej procedury testowej.
3. Każdy OSP co najmniej raz na pięć lat dokonuje przeglądu planu odbudowy w celu oceny jego skuteczności.
4. Każdy OSP dokonuje przeglądu odpowiednich środków swojego planu odbudowy zgodnie z ust. 1 i dokonuje przeglądu ich skuteczności przed wprowadzeniem jakichkolwiek istotnych zmian w konfiguracji sieci.
5. W przypadku gdy OSP stwierdzi, że konieczne jest dostosowanie planu odbudowy, dokonuje zmian w planie odbudowy i wdraża przedmiotowe zmiany zgodnie z art. 4 ust. 2 lit. c) i d) oraz art. 23 i 24.

ROZDZIAŁ VII

WDRAŻANIE

Artykuł 52

Monitorowanie

1. ENTSO energii elektrycznej monitoruje wdrażanie niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 8 ust. 8 rozporządzenia (WE) nr 714/2009. Monitorowanie obejmuje w szczególności następujące kwestie:
 - a) identyfikację wszelkich rozbieżności we wdrażaniu niniejszego rozporządzenia na szczeblu krajowym pod kątem kwestii wymienionych w art. 4 ust. 2;
 - b) ocenę zgodności planów obrony systemu i planów odbudowy przeprowadzoną przez OSP zgodnie z art. 6;
 - c) wartości progowe, powyżej których wpływ działań co najmniej jednego OSP w sytuacji stanu zagrożenia, zaniku zasilania lub odbudowy systemu uważa się za istotny dla innych OSP w ramach regionu wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z art. 6;
 - d) poziom harmonizacji zasad zawieszania i przywracania działań rynkowych ustanowionych przez OSP zgodnie z art. 36 ust. 1 oraz do celów sprawozdania przewidzianego w art. 36 ust. 7;
 - e) poziom harmonizacji zasad rozliczania niezbilansowania i rozliczania energii bilansującej w przypadku zawieszenia działań rynkowych zgodnie z art. 39.
2. Agencja, we współpracy z ENTSO energii elektrycznej, sporządza w terminie do dnia 18 grudnia 2018 r. wykaz istotnych informacji, które mają być przekazane Agencji przez ENTSO energii elektrycznej zgodnie z art. 8 ust. 9 oraz art. 9 ust. 1 rozporządzenia (WE) nr 714/2009. Wykaz istotnych informacji może być aktualizowany. ENTSO energii elektrycznej prowadzi kompleksowe archiwum danych w postaci cyfrowej w znormalizowanym formacie, obejmujące informacje wymagane przez Agencję.
3. Właściwi OSP przekazują ENTSO energii elektrycznej informacje wymagane do wykonywania zadań, o których mowa w ust. 1 i 2.
4. Na wniosek właściwego organu regulacyjnego zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE OSD i podmioty zgodnie z art. 39 ust. 1 udzielają OSP informacji, o których mowa w ust. 2, chyba że organy regulacyjne, OSP, Agencja lub ENTSO energii elektrycznej mają już dostęp do tych informacji w związku z ich odpowiednimi zadaniami dotyczącymi monitorowania wdrożenia, przy czym celem jest uniknięcie dublowania informacji.

Artykuł 53

Zaangażowanie zainteresowanych stron

Agencja, w ścisłej współpracy z ENTSO energii elektrycznej, podejmuje działania w celu zaangażowania zainteresowanych stron we wdrażanie niniejszego rozporządzenia. Takie zaangażowanie obejmuje regularne spotkania z zainteresowanymi stronami w celu zidentyfikowania problemów i zaproponowania ulepszeń w związku z wymogami niniejszego rozporządzenia.

ROZDZIAŁ VIII

PRZEPISY KOŃCOWE

*Artykuł 54***Zmiany umów oraz warunków ogólnych**

Wszystkie stosowne klauzule w umowach oraz warunkach ogólnych OSP, OSD i SGU, które dotyczą pracy systemu, muszą być zgodne z wymogami niniejszego rozporządzenia. W związku z powyższym modyfikuje się odpowiednio przedmiotowe umowy i warunki ogólne.

*Artykuł 55***Wejście w życie**

Niniejsze rozporządzenie wchodzi w życie dwudziestego dnia po jego opublikowaniu w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej*.

Stosowanie art. 15 ust. 5–8, art. 41 i art. 42 ust. 1, 2 i 5 rozpoczyna się dnia 18 grudnia 2022 r.

Niniejsze rozporządzenie wiąże w całości i jest bezpośrednio stosowane we wszystkich państwach członkowskich.

Sporządzono w Brukseli dnia 24 listopada 2017 r.

W imieniu Komisji
Jean-Claude JUNCKER
Przewodniczący

ZAŁĄCZNIK

Charakterystyka układu automatycznego odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości:

Parametr	Wartości dla obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej	Wartości dla nordyckiego obszaru synchronicznego	Wartości dla obszaru synchronicznego Wielkiej Brytanii	Wartości dla obszaru synchronicznego Irlandii	Jednostka miary
Początkowy obowiązkowy poziom odłączenia odbioru: Częstotliwość	49	48,7–48,8	48,8	48,85	Hz
Początkowy obowiązkowy poziom odłączenia odbioru: Odłączany odbiór	5	5	5	6	% całkowitego obciążenia na poziomie krajowym
Końcowy obowiązkowy poziom odłączenia odbioru: Częstotliwość	48	48	48	48,5	Hz
Końcowy obowiązkowy poziom odłączenia odbioru: Łączny odłączany odbiór	45	30	50	60	% całkowitego obciążenia na poziomie krajowym
Zakres wdrożenia	± 7	± 10	± 10	± 7	% całkowitego obciążenia na poziomie krajowym dla danej częstotliwości
Minimalna liczba etapów do osiągnięcia końcowego obowiązkowego poziomu	6	2	4	6	Liczba etapów
Maksymalne odłączenie odbioru dla każdego etapu	10	15	10	12	% całkowitego obciążenia na poziomie krajowym dla danego etapu

ROZPORZĄDZENIE WYKONAWCZE KOMISJI (UE) 2017/2197**z dnia 27 listopada 2017 r.****w sprawie zwrotu środków przeniesionych z roku budżetowego 2017, zgodnie z art. 26 ust. 5 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1306/2013**

KOMISJA EUROPEJSKA,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej,

uwzględniając rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1306/2013 z dnia 17 grudnia 2013 w sprawie finansowania wspólnej polityki rolnej, zarządzania nią i monitorowania jej oraz uchylające rozporządzenia Rady (EWG) nr 352/78, (WE) nr 165/94, (WE) nr 2799/98, (WE) nr 814/2000, (WE) nr 1290/2005 i (WE) nr 485/2008 ⁽¹⁾, w szczególności jego art. 26 ust. 6,

po konsultacji z Komitetem ds. Funduszy Rolniczych,

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) Zgodnie z art. 169 ust. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE, Euratom) nr 966/2012 ⁽²⁾ niewykorzystane środki odnoszące się do działań finansowanych przez Europejski Fundusz Rolniczy Gwarancji (EFRG), o których mowa w art. 4 ust. 1 rozporządzenia (UE) nr 1306/2013, mogą zostać przeniesione na kolejny rok budżetowy. Przeniesienie takie jest ograniczone do wysokości 2 % środków pierwotnych oraz nie przekracza kwoty dostosowania płatności bezpośrednich, o którym mowa w art. 8 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1307/2013 ⁽³⁾, zastosowanego w poprzednim roku budżetowym. Przeniesienie to może skutkować dodatkową płatnością na rzecz odbiorców końcowych, którzy byli objęci tym dostosowaniem.
- (2) Zgodnie z art. 26 ust. 5 rozporządzenia (UE) nr 1306/2013, na zasadzie odstępstwa od art. 169 ust. 3 rozporządzenia (UE, Euratom) nr 966/2012, państwa członkowskie zobowiązane są zwrócić przeniesione środki, o których mowa w art. 169 ust. 3 rozporządzenia (UE, Euratom) nr 966/2012, odbiorcom końcowym, w odniesieniu do których w roku budżetowym, na który przeniesiono środki, zastosowano współczynnik korygujący. Zwrot ten stosuje się jedynie wobec beneficjentów końcowych w tych państwach członkowskich, w których w poprzednim roku budżetowym stosowano dyscyplinę finansową ⁽⁴⁾.
- (3) Przy ustalaniu kwoty przeniesienia, która ma być zwrócona, zgodnie z art. 26 ust. 7 rozporządzenia (UE) nr 1306/2013 należy uwzględnić kwotę rezerwy na wypadek kryzysów w sektorze rolnym, o której mowa w art. 25 tego rozporządzenia, nieudostępnionej na środki kryzysowe do końca roku budżetowego.
- (4) Zgodnie z art. 1 ust. 1 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2016/1948 ⁽⁵⁾ dyscyplina finansowa jest stosowana do płatności bezpośrednich w odniesieniu do roku kalendarzowego 2016, aby stworzyć rezerwę na wypadek kryzysów w wysokości 450,5 mln EUR. W roku budżetowym 2017 nie skorzystano a rezerwy na wypadek kryzysów.
- (5) W celu zapewnienia, by zwrot niewykorzystanych środków na rzecz odbiorców końcowych w wyniku zastosowania dyscypliny finansowej był proporcjonalny do kwoty dostosowania w ramach dyscypliny finansowej, Komisja powinna określić kwoty dostępne dla państw członkowskich na potrzeby zwrotu. Jednak w przypadku Rumunii szczegółowa deklaracja wydatków nie uwzględnia w pełni progu 2 000 EUR, który ma zastosowanie do dyscypliny finansowej zgodnie z art. 8 ust. 1 rozporządzenia (UE) nr 1307/2013. Dlatego z uwagi na należyte zarządzanie finansami nie należy na tym etapie udostępnić Rumunii żadnej kwoty do zwrotu.

⁽¹⁾ Dz.U. L 347 z 20.12.2013, s. 549.

⁽²⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE, Euratom) nr 966/2012 z dnia 25 października 2012 r. w sprawie zasad finansowych mających zastosowanie do budżetu ogólnego Unii oraz uchylające rozporządzenie Rady (WE, Euratom) nr 1605/2002 (Dz.U. L 298 z 26.10.2012, s. 1).

⁽³⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1307/2013 z dnia 17 grudnia 2013 r. ustanawiające przepisy dotyczące płatności bezpośrednich dla rolników na podstawie systemów wsparcia w ramach wspólnej polityki rolnej i uchylające rozporządzenia Rady (WE) nr 637/2008 i rozporządzenia Rady (WE) nr 73/2009 (Dz.U. L 347 z 20.12.2013, s. 608).

⁽⁴⁾ Zgodnie z art. 8 ust. 2 rozporządzenia (UE) nr 1307/2013 w roku budżetowym 2017 dyscyplina finansowa nie ma zastosowania w Chorwacji.

⁽⁵⁾ Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2016/1948 z dnia 7 listopada 2016 r. dostosowujące współczynnik korygujący do płatności bezpośrednich przewidziany w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1306/2013 w odniesieniu do roku kalendarzowego 2016 i uchylające rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2016/1153 (Dz.U. L 300 z 8.11.2016, s. 10).

- (6) Aby państwa członkowskie nie musiały dokonywać dodatkowej płatności z tytułu tego zwrotu, niniejsze rozporządzenie powinno być stosowane od dnia 1 grudnia 2017 r. W związku z powyższym kwoty określone niniejszym rozporządzeniem są ostateczne i, bez uszczerbku dla stosowania zmniejszeń zgodnie z art. 41 rozporządzenia (UE) nr 1306/2013, mają zastosowanie do wszelkich innych korekt uwzględnionych w decyzji w sprawie płatności miesięcznej dotyczącej wydatków poniesionych przez agencje płatnicze państw członkowskich w październiku 2017 r., zgodnie z art. 18 ust. 3 rozporządzenia (UE) nr 1306/2013, oraz do wszelkich potrąceń i płatności dodatkowych, które mają być dokonane zgodnie z art. 18 ust. 4 tego rozporządzenia, lub do wszelkich decyzji, które zostaną podjęte w ramach procedury rozliczania rachunków.
- (7) Zgodnie z art. 169 ust. 3 rozporządzenia (UE, Euratom) nr 966/2012 niewykorzystane środki mogą zostać przeniesione jedynie na kolejny rok budżetowy. Komisja powinna zatem określić terminy kwalifikowalności wydatków państw członkowskich w związku ze zwrotem zgodnie z art. 26 ust. 5 rozporządzenia (UE) nr 1306/2013, z uwzględnieniem rolniczego roku budżetowego określonego w art. 39 tego rozporządzenia.
- (8) Ze względu na niewielki odstęp czasu między przekazaniem informacji o wykonaniu środków EFRG z 2017 r. w ramach zarządzania dzielonego za okres od dnia 16 października 2016 r. do dnia 15 października 2017 r. przez państwa członkowskie a koniecznością rozpoczęcia stosowania niniejszego rozporządzenia od dnia 1 grudnia 2017 r., niniejsze rozporządzenie powinno wejść w życie z dniem jego opublikowania w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej*,

PRZYJMUJE NINIEJSZE ROZPORZĄDZENIE:

Artykuł 1

W załączniku do niniejszego rozporządzenia określa się kwoty środków, które zostaną przeniesione z roku budżetowego 2017 zgodnie z art. 169 ust. 3 rozporządzenia (UE, Euratom) nr 966/2012 i które zgodnie z art. 26 ust. 5 rozporządzenia (UE) nr 1306/2013 udostępnia się państwom członkowskim w celu dokonania zwrotu na rzecz odbiorców końcowych objętych współczynnikami korygującymi w roku budżetowym 2018.

Przenoszone kwoty podlegają decyzji Komisji o przeniesieniu środków zgodnie z art. 169 ust. 3 akapit piąty rozporządzenia (UE, Euratom) nr 966/2012.

Artykuł 2

Wydatki państw członkowskich w związku ze zwrotem przeniesionych środków kwalifikują się do finansowania przez Unię jedynie w przypadku wypłacenia odpowiednich kwot beneficjentom przed dniem 16 października 2018 r.

Artykuł 3

Niniejsze rozporządzenie wchodzi w życie z dniem jego opublikowania w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej*.

Niniejsze rozporządzenie stosuje się od dnia 1 grudnia 2017 r.

Niniejsze rozporządzenie wiąże w całości i jest bezpośrednio stosowane we wszystkich państwach członkowskich.

Sporządzono w Brukseli dnia 27 listopada 2017 r.

W imieniu Komisji,
za Przewodniczącego,
Jerzy PLEWA
Dyrektor Generalny

ZAŁĄCZNIK

Kwoty udostępnione w celu dokonania zwrotu przeniesionych środków

	<i>(kwoty w EUR)</i>
Belgia	6 129 769
Bułgaria	7 720 511
Republika Czeska	10 764 025
Dania	10 476 968
Niemcy	58 035 302
Estonia	1 288 878
Irlandia	13 229 176
Grecja	16 182 344
Hiszpania	54 860 187
Francja	89 884 134
Włochy	37 765 185
Cypr	355 813
Łotwa	1 952 848
Litwa	3 923 157
Luksemburg	406 406
Węgry	14 828 231
Malta	33 643
Niderlandy	8 821 818
Austria	6 908 717
Polska	24 870 087
Portugalia	6 699 290
Słowenia	931 120
Słowacja	5 554 196
Finlandia	5 885 783
Szwecja	7 897 927
Zjednoczone Królestwo	37 930 754

DECYZJE

DECYZJA WYKONAWCZA KOMISJI (UE) 2017/2198

z dnia 27 listopada 2017 r.

dotycząca niektórych tymczasowych środków ochronnych w odniesieniu do afrykańskiego pomoru świń w Polsce

(notyfikowana jako dokument nr C(2017) 8039)

(Jedynie tekst w języku polskim jest autentyczny)

(Tekst mający znaczenie dla EOG)

KOMISJA EUROPEJSKA,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej,

uwzględniając dyrektywę Rady 89/662/EWG z dnia 11 grudnia 1989 r. dotyczącą kontroli weterynaryjnych w handlu wewnątrzwspólnotowym w perspektywie wprowadzenia rynku wewnętrznego ⁽¹⁾, w szczególności jej art. 9 ust. 3,

uwzględniając dyrektywę Rady 90/425/EWG z dnia 26 czerwca 1990 r. dotyczącą kontroli weterynaryjnych i zootechnicznych mających zastosowanie w handlu wewnątrzwspólnotowym niektórymi żywymi zwierzętami i produktami w perspektywie wprowadzenia rynku wewnętrznego ⁽²⁾, w szczególności jej art. 10 ust. 3,

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) Afrykański pomór świń jest zakaźną chorobą wirusową dotykającą populacje świń domowych i dziczyźnych, która może mieć duży wpływ na rentowność hodowli trzody chlewnej, powodując zakłócenia w handlu wewnątrz Unii i wywozie do państw trzecich.
- (2) W przypadku wystąpienia ogniska afrykańskiego pomoru świń istnieje ryzyko, że czynnik chorobotwórczy rozprzestrzeni się na inne gospodarstwa, w których utrzymuje się trzodę chlewną, i na dziczyżne świnię. W rezultacie, w wyniku handlu żywymi świniami lub pochodzącymi z nich produktami, może się on rozprzestrzenić z jednego państwa członkowskiego na inne państwa członkowskie i na państwa trzecie.
- (3) Dyrektywą Rady 2002/60/WE ⁽³⁾ wprowadzono minimalne środki, które mają być stosowane w Unii w celu zwalczania afrykańskiego pomoru świń. W art. 15 dyrektywy 2002/60/WE przewiduje się ustanowienie obszaru zakażonego w następstwie potwierdzenia przynajmniej jednego przypadku afrykańskiego pomoru świń u dziczyźnych świń.
- (4) Polska poinformowała Komisję o bieżącej sytuacji w odniesieniu do afrykańskiego pomoru świń na swoim terytorium i zgodnie z art. 15 dyrektywy 2002/60/WE ustanowiła obszar zakażony, na którym stosowane są środki, o których mowa w art. 15 tej dyrektywy.
- (5) Aby zapobiec niepotrzebnym zakłóceniom w handlu wewnątrz Unii oraz uniknąć nieuzasadnionych barier handlowych ze strony państw trzecich, konieczne jest wskazanie na poziomie Unii obszaru zakażonego w związku z afrykańskim pomorem świń w Polsce we współpracy z tymże państwem członkowskim.
- (6) W związku z tym, do czasu posiedzenia Stałego Komitetu ds. Roślin, Zwierząt, Żywności i Paszy, w załączniku do niniejszej decyzji należy określić obszar zakażony w Polsce oraz ustalić czas trwania tej regionalizacji.
- (7) Stały Komitet ds. Roślin, Zwierząt, Żywności i Pasz dokona przeglądu niniejszej decyzji na swoim następnym posiedzeniu,

⁽¹⁾ Dz.U. L 395 z 30.12.1989, s. 13.

⁽²⁾ Dz.U. L 224 z 18.8.1990, s. 29.

⁽³⁾ Dyrektywa Rady 2002/60/WE z dnia 27 czerwca 2002 r. ustanawiająca przepisy szczególne w celu zwalczania afrykańskiego pomoru świń oraz zmieniająca dyrektywę 92/119/EWG w zakresie choroby cieszyńskiej i afrykańskiego pomoru świń (Dz.U. L 192 z 20.7.2002, s. 27).

PRZYJMUJE NINIEJSZĄ DECYZJĘ:

Artykuł 1

Polska zapewnia, aby obszar zakażony ustanowiony zgodnie z art. 15 dyrektywy 2002/60/WE obejmował co najmniej obszary wymienione jako obszar zakażony w załączniku do niniejszej decyzji.

Artykuł 2

Niniejszą decyzję stosuje się do dnia 15 grudnia 2017 r.

Artykuł 3

Niniejsza decyzja skierowana jest do Rzeczypospolitej Polskiej.

Sporządzono w Brukseli dnia 27 listopada 2017 r.

W imieniu Komisji
Vytenis ANDRIUKAITIS
Członek Komisji

ZAŁĄCZNIK

Obszar ustanowiony jako obszar zakażony w Polsce, o którym mowa w art. 1	Data zakończenia stosowania środków
Gminy Brochów, Kampinos, Leoncin, Leszno, Stare Babice, Izabelin, Czosnów, Łomianki (obszar wiejski) i Łomianki (miasto)	15 grudnia 2017 r.

DECYZJA EUROPEJSKIEGO BANKU CENTRALNEGO (UE) 2017/2199**z dnia 20 listopada 2017 r.****zmieniająca decyzję EBC/2014/40 w sprawie realizacji trzeciego programu zakupu zabezpieczonych obligacji (EBC/2017/37)**

RADA PREZESÓW EUROPEJSKIEGO BANKU CENTRALNEGO,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, w szczególności jego art. 127 ust. 2 tiret pierwsze,

uwzględniając Statut Europejskiego Systemu Banków Centralnych i Europejskiego Banku Centralnego, w szczególności jego art. 12 ust. 1 akapit drugi, w związku z art. 3 ust. 1 tiret pierwsze oraz art. 18 ust. 1,

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) Decyzja EBC/2014/40⁽¹⁾ ustanowiła trzeci program zakupu zabezpieczonych obligacji. Łącznie z programem zakupu papierów wartościowych zabezpieczonych aktywami, programem zakupu aktywów sektora publicznego na rynkach wtórnych oraz programem zakupu w sektorze przedsiębiorstw trzeci program zakupu zabezpieczonych obligacji stanowi część rozszerzonego programu zakupu aktywów (zwanego dalej „programem zakupu aktywów”). Program zakupu aktywów ma na celu dalsze wzmocnienie transmisji polityki pieniężnej, ułatwienie udzielania kredytu gospodarce strefy euro, łagodzenie warunków zaciągania kredytów przez gospodarstwa domowe i przedsiębiorstwa oraz przyczynienie się do powrotu stopy inflacji do poziomu poniżej, ale blisko 2 % w średnim okresie, zgodnie z podstawowym celem Europejskiego Banku Centralnego (EBC), jakim jest utrzymanie stabilności cen.
- (2) W dniu 4 października 2017 r. Rada Prezesów zdecydowała o dalszym doprecyzowaniu zasad mających zastosowanie do kwalifikowania – w ramach trzeciego programu zakupu zabezpieczonych obligacji – zakupów zabezpieczonych obligacji warunkowych typu „pass-through”, w związku z potencjalnie wyższym ryzykiem, jakie generują takie obligacje dla Eurosystemu.
- (3) Decyzja EBC/2014/40 powinna zatem zostać odpowiednio zmieniona,

PRZYJMUJE NINIEJSZĄ DECYZJĘ:

Artykuł 1**Zmiany**

W art. 2 wytycznych EBC/2014/40 dodaje się ust. 9 w brzmieniu:

„9. Z zakupów w ramach trzeciego programu zakupu zabezpieczonych obligacji wyłączone są zabezpieczone obligacje, które: a) mają warunkową strukturę typu »pass-through«, w której uprzednio zdefiniowane zdarzenia prowadzą do wydłużenia zapadalności tych obligacji oraz przejścia na strukturę płatności zależną głównie od przepływów środków pieniężnych generowanych przez pulę aktywów zabezpieczających; oraz b) zostały wyemitowane przez podmiot, którego najlepszy rating emitenta jest poniżej poziomu CQS3.”.

Artykuł 2**Wejście w życie**

Niniejsza decyzja wchodzi w życie z dniem 1 lutego 2018 r.

Sporządzono we Frankfurcie nad Menem dnia 20 listopada 2017 r.

W imieniu Rady Prezesów EBC

Mario DRAGHI

Prezes EBC

⁽¹⁾ Decyzja EBC/2014/40 z dnia 15 października 2014 r. w sprawie realizacji trzeciego programu zakupu zabezpieczonych obligacji (Dz.U. L 335 z 22.11.2014, s. 22).

ISSN 1977-0766 (wydanie elektroniczne)
ISSN 1725-5139 (wydanie papierowe)



Urząd Publikacji Unii Europejskiej
2985 Luksemburg
LUKSEMBURG

PL