

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 rozplądów 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 rozpiętami mocy**

1. Procedura zarządzania rozpiętami mocy przewidziana w planie obrony systemu obejmuje zestaw środków służących do zarządzania rozpiętami mocy 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 zapewnił 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 odchyień 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 zaczepów 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