

II

(Akty o charakterze nieustawodawczym)

ROZPORZĄDZENIA

ROZPORZĄDZENIE KOMISJI (UE) 2017/1485

z dnia 2 sierpnia 2017 r.

ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej

(Tekst mający znaczenie dla EOG)

KOMISJA EUROPEJSKA,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej,

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

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) W pełni operacyjny i wzajemnie połączony wewnętrzny rynek energii ma zasadnicze znaczenie dla utrzymania bezpieczeństwa dostaw energii, zwiększenia konkurencyjności oraz zapewnienia wszystkim konsumentom możliwości nabywania energii po przystępnych cenach.
- (2) Rozporządzeniem (WE) nr 714/2009 ustanowiono niedyskryminacyjne przepisy dotyczące dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej w celu zapewnienia właściwego funkcjonowania rynku wewnętrznego energii elektrycznej.
- (3) Należy ustanowić zharmonizowane przepisy dotyczące pracy systemów dla operatorów systemów przesyłowych („OSP”), operatorów systemów dystrybucyjnych („OSD”) i znaczących użytkowników sieci („SGU”) w celu zapewnienia klarownych ram prawnych dla pracy systemów, ułatwienia obrotu energią elektryczną w całej Unii, zapewnienia bezpieczeństwa systemu, zapewnienia dostępności i wymiany niezbędnych danych i informacji pomiędzy OSP oraz pomiędzy OSP a wszystkimi pozostałymi zainteresowanymi stronami, ułatwienia integracji odnawialnych źródeł energii, umożliwienia bardziej efektywnego wykorzystania sieci i zwiększenia konkurencji z korzyścią dla konsumentów.
- (4) Aby zapewnić bezpieczeństwo pracy wzajemnie połączonego systemu przesyłowego, konieczne jest ustalenie wspólnego zestawu minimalnych wymogów dotyczących pracy systemów w całej Unii na potrzeby współpracy transgranicznej pomiędzy OSP i wykorzystywania odpowiednich elementów charakterystyki połączonych OSD i SGU.
- (5) Wszyscy OSP powinni spełniać wspólne minimalne wymogi dotyczące procedur niezbędnych do przygotowania pracy w czasie rzeczywistym, opracowania indywidualnych modeli sieci i zrealizowania wspólnych modeli sieci, ułatwienia efektywnego i skoordynowanego wykorzystania działań zaradczych niezbędnych do pracy w czasie rzeczywistym w celu utrzymania bezpieczeństwa pracy, jakości i stabilności wzajemnie połączonego systemu przesyłowego, a także do wspierania sprawnego funkcjonowania wewnętrznego rynku energii elektrycznej w Europie oraz ułatwienia integracji odnawialnych źródeł energii („OZE”).
- (6) Chociaż obecnie ma miejsce szereg dobrowolnych inicjatyw w zakresie współpracy regionalnej w dziedzinie pracy systemów, wspieranych przez OSP, to konieczna jest formalna koordynacja pomiędzy OSP na potrzeby pracy unijnego systemu przesyłowego, tak aby uwzględnić przekształcenia unijnego rynku energii elektrycznej.

⁽¹⁾ Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 15.

Przepisy dotyczące pracy systemu przewidziane w niniejszym rozporządzeniu wymagają wprowadzenia ram instytucjonalnych na potrzeby wzmocnionej koordynacji pomiędzy OSP, z uwzględnieniem obowiązkowego uczestnictwa OSP w działaniach regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa („RSC”). Wspólne wymogi dotyczące ustanowienia RSC i ich zadań, określone w niniejszym rozporządzeniu, stanowią pierwszy krok na drodze do dalszej regionalnej koordynacji i integracji pracy systemów i powinny ułatwić realizację celów rozporządzenia (WE) nr 714/2009 oraz zapewnić podniesienie standardów bezpieczeństwa dostaw w Unii.

- (7) W niniejszym rozporządzeniu należy ustanowić ramy upoważnionej współpracy OSP za pośrednictwem wyznaczonych RSC. RSC powinni wydawać zalecenia dla OSP regionu wyznaczania zdolności przesyłowych, dla którego zostali wyznaczeni. Poszczególni OSP powinni zdecydować, czy zastosują się do zaleceń RSC. OSP powinien zachować odpowiedzialność za utrzymanie bezpieczeństwa pracy swojego obszaru regulacyjnego.
- (8) Przepisy dotyczące szkoleń i certyfikatów z zakresu eksploatacji są konieczne w celu zagwarantowania, że pracownicy operatora systemu i inni członkowie personelu ruchowego posiadają umiejętności i są odpowiednio przeszkoleni oraz że pracownicy operatora systemu uczestniczący w pracy w czasie rzeczywistym mają uprawnienia do bezpiecznego prowadzenia pracy systemu przesyłowego we wszystkich sytuacjach ruchowych. Przepisy dotyczące szkoleń i certyfikatów wzmacniają i formalizują obecne najlepsze praktyki wśród OSP i zapewniają stosowanie minimalnych standardów przez wszystkich OSP w Unii.
- (9) Wymogi w zakresie testów ruchowych i monitorowania ruchu mają na celu zapewnienie właściwego funkcjonowania elementów systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego oraz urządzeń użytkowników sieci. Planowanie i koordynacja testów ruchowych są niezbędne w celu minimalizacji zakłóceń stabilności, pracy i efektywności ekonomicznej wzajemnie połączonego systemu.
- (10) Biorąc pod uwagę fakt, że planowane wyłączenia mają wpływ na stabilność sieci również poza obszarem regulacyjnym OSP, każdy OSP powinien w ramach planowania operacyjnego monitorować wykonalność planowanych wyłączeń dla każdego przedziału czasowego, a w stosownych przypadkach koordynować wyłączenia z i pomiędzy OSP, OSD i SGU, gdy mają one wpływ na transgraniczne przepływy, a tym samym na bezpieczeństwo pracy systemów przesyłowych.
- (11) Procesy operacyjne i grafikowania, konieczne dla przewidywania zagrożeń bezpieczeństwa pracy w czasie rzeczywistym i opracowywania odpowiednich działań zaradczych, obejmują terminową i adekwatną wymianę danych. W związku z tym jakiegokolwiek bariery pomiędzy poszczególnymi uczestnikami procesu nie powinny utrudniać takiej wymiany.
- (12) Jednym z najważniejszych procesów w zakresie zapewniania bezpieczeństwa pracy na wysokim poziomie niezawodności i jakości jest regulacja mocy i częstotliwości („LFC”). Skuteczna LFC jest możliwa wyłącznie w przypadku, gdy OSP i OSD przyłączający rezerwy są zobowiązani do współpracy w zakresie prowadzenia pracy wzajemnie połączonych systemów jako jednej całości, a moduły wytwarzania energii dostawców i instalacje odbiorcze dostawców są zobowiązane do spełnienia odpowiednich minimalnych wymogów technicznych.
- (13) Przepisy dotyczące LFC i rezerw mają na celu ustanowienie klarownych, obiektywnych i zharmonizowanych wymogów dla OSP, OSD przyłączających rezerwy, modułów wytwarzania energii dostawców i instalacji odbiorczych dostawców w celu zapewnienia bezpieczeństwa systemu i przyczynienia się do niedyskryminacji, efektywnej konkurencji i sprawnego funkcjonowania wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Przepisy dotyczące LFC i rezerw zapewniają ramy techniczne niezbędne do rozwoju transgranicznych rynków bilansujących.
- (14) W celu zapewnienia jakości wspólnej częstotliwości systemu konieczne jest określenie wspólnego zestawu minimalnych wymogów i zasad dotyczących LFC i rezerw w całej Unii jako podstawy zarówno dla współpracy transgranicznej pomiędzy OSP, jak i, w stosownych przypadkach, dla wykorzystania charakterystyki połączonego wytwarzania i poboru oraz połączonych systemów dystrybucyjnych. W związku z powyższym niniejsze rozporządzenie uwzględnia strukturę LFC i procedury ruchowe, kryteria i cele w zakresie jakości, określanie wielkości rezerwy, wymianę, współdzielenie i dystrybucję rezerw oraz monitorowanie odnośnie do LFC.
- (15) Obszary synchroniczne nie kończą się na granicach Unii i mogą obejmować terytoria państw trzecich. Unia, państwa członkowskie i OSP powinni dążyć do bezpiecznej pracy w ramach wszystkich obszarów synchronicznych znajdujących się w Unii. Powinni wspierać entosowanie przez państwa trzecie przepisów podobnych do przepisów zawartych w niniejszym rozporządzeniu. ENTOSO-E powinna ułatwiać współpracę między OSP z Unii i państw trzecich w zakresie bezpiecznej pracy systemu.

- (16) Zgodnie z art. 8 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 ⁽¹⁾ Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki („Agencja”) powinna podjąć decyzję w przypadku, gdy właściwe organy regulacyjne nie są w stanie osiągnąć porozumienia w sprawie wspólnych warunków lub metod.
- (17) Niniejsze rozporządzenie zostało opracowane w ścisłej współpracy z Agencją, ENTSO-E i zainteresowanymi podmiotami w celu przyjęcia skutecznych, zrównoważonych i proporcjonalnych przepisów w przejrzysty i partycypacyjny sposób. Zgodnie z art. 18 ust. 3 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 Komisja konsultuje się z Agencją, ENTSO-E i innymi właściwymi zainteresowanymi stronami przed zaproponowaniem jakichkolwiek zmian niniejszego rozporządzenia.
- (18) 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:

CZĘŚĆ I

PRZEPISY OGÓLNE

Artykuł 1

Przedmiot

W celu zagwarantowania bezpieczeństwa pracy, jakości częstotliwości i efektywnego wykorzystania wzajemnie połączonego systemu i zasobów niniejszym rozporządzeniem ustanowiono szczegółowe wytyczne dotyczące:

- a) wymogów i zasad dotyczących bezpieczeństwa pracy;
- b) zasad i zakresów odpowiedzialności dotyczących koordynacji i wymiany danych pomiędzy OSP, między OSP a OSD oraz między OSP lub OSD a SGU w zakresie planowania operacyjnego oraz pracy w czasie zbliżonym do rzeczywistego;
- c) zasad szkoleń i certyfikacji dla pracowników operatorów systemów;
- d) wymogów w zakresie koordynacji wyłączeń;
- e) wymogów w zakresie opracowywania grafików pomiędzy obszarami regulacyjnymi OSP; oraz
- f) zasad mających na celu ustanowienie unijnych ram w zakresie regulacji mocy i częstotliwości oraz rezerw.

Artykuł 2

Zakres

1. Zasady i wymogi ustanowione w niniejszym rozporządzeniu mają zastosowanie do następujących SGU:
- a) istniejące i nowe moduły wytwarzania energii, które są lub byłyby sklasyfikowane jako moduły typu B, C i D zgodnie z kryteriami określonymi w art. 5 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 ⁽²⁾;
 - b) istniejące i nowe instalacje odbiorcze przyłączone do systemu przesyłowego;
 - c) istniejące i nowe zamknięte systemy dystrybucyjne przyłączone do systemu przesyłowego;
 - d) istniejące i nowe instalacje odbiorcze, zamknięte systemy dystrybucyjne i osoby trzecie, w przypadku gdy zapewniają odpowiedź odbioru bezpośrednio dla OSP zgodnie z kryteriami określonymi w art. 27 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 ⁽³⁾;

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

⁽²⁾ 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).

⁽³⁾ 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).

- e) dostawcy zapewniający agregowanie modułów wytwarzania energii lub instalacji odbiorczych oraz dostawcy rezerw mocy czynnej zgodnie z tytułem 8 części IV niniejszego rozporządzenia; oraz
- f) istniejące i nowe systemy wysokiego napięcia prądu stałego („HVDC”) zgodnie z kryteriami określonymi w art. 3 ust. 1 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1447 ⁽¹⁾.

2. Niniejsze rozporządzenie ma zastosowanie do wszystkich systemów przesyłowych, systemów dystrybucyjnych i połączeń wzajemnych w Unii oraz regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa, 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 („CE”), obszarem synchronicznym Wielkiej Brytanii („GB”), nordyckim obszarem synchronicznym, obszarem synchronicznym Irlandii i Irlandii Północnej („IE/Nl”) ani bałtyckim obszarem synchronicznym.

3. W przypadku gdy w danym państwie członkowskim występuje więcej niż jeden OSP, niniejsze rozporządzenie ma zastosowanie do wszystkich OSP w danym państwie członkowskim. Jeżeli OSP nie ma funkcji istotnej dla jednego lub większej liczby obowiązków wynikających z niniejszego rozporządzenia, państwa członkowskie mogą, w ramach krajowego systemu prawnego, postanowić, że odpowiedzialność OSP w zakresie spełnienia jednego, niektórych lub wszystkich obowiązków wynikających z niniejszego rozporządzenia zostaje powierzona jednemu lub większej liczbie określonych OSP.

4. OSP Litwy, Łotwy i Estonii są zwolnione ze stosowania przepisów wymienionych w załączniku I do niniejszego rozporządzenia, o ile i w zakresie, w jakim działają one w trybie synchronicznym w obszarze synchronicznym, w którym nie wszystkie państwa są związane przepisami unijnymi, chyba że przewidziano inaczej w umowie o współpracy z OSP z państw trzecich ustanawiającej podstawy do ich współpracy w zakresie bezpiecznej pracy systemu zgodnie z art. 13.

5. W przypadku gdy wymogi wynikające z niniejszego rozporządzenia mają zostać ustanowione przez właściwego operatora systemu, który nie jest OSP, państwa członkowskie mogą określić, że OSP będzie odpowiedzialny za ustanowienie odpowiednich wymogów zamiast takiego operatora systemu.

Artykuł 3

Definicje

1. Do celów niniejszego rozporządzenia stosuje się definicje zawarte w art. 2 rozporządzenia (WE) nr 714/2009, art. 2 rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 ⁽²⁾, art. 2 rozporządzenia (UE) 2016/631, art. 2 rozporządzenia (UE) 2016/1388, art. 2 rozporządzenia (UE) 2016/1447, art. 2 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1719 ⁽³⁾, art. 2 rozporządzenia Komisji (UE) nr 543/2013 ⁽⁴⁾ w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej i art. 2 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE ⁽⁵⁾.

2. Dodatkowo zastosowanie mają następujące definicje:

- 1) „bezpieczeństwo pracy” oznacza zdolność systemu przesyłowego do utrzymywania stanu normalnego lub przywracania w jak najkrótszym czasie do stanu normalnego, który charakteryzują granice bezpieczeństwa pracy;
- 2) „ograniczenie” oznacza sytuację, w której występuje konieczność przygotowania i uruchomienia działań zaradczych w celu przestrzegania granic bezpieczeństwa pracy;
- 3) „sytuacja N” oznacza sytuację, w której żaden element systemu przesyłowego nie jest niedostępny z powodu wystąpienia zdarzenia awaryjnego;
- 4) „wykaz zdarzeń awaryjnych” oznacza wykaz zdarzeń awaryjnych, których symulacje należy przeprowadzić w celu wykonania testu zgodności z granicami bezpieczeństwa pracy;

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

⁽³⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz.U. L 259 z 27.9.2016, s. 42).

⁽⁴⁾ 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).

⁽⁵⁾ 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).

- 5) „stan normalny” oznacza sytuację, w której system pozostaje w granicach bezpieczeństwa pracy w sytuacji N i po wystąpieniu zdarzenia awaryjnego z wykazu zdarzeń awaryjnych, z uwzględnieniem wpływu dostępnych działań zaradczych;
- 6) „rezerwy utrzymania częstotliwości” („FCR”) oznaczają rezerwy mocy czynnej dostępne w celu utrzymania częstotliwości systemu po wystąpieniu niebilansowania;
- 7) „rezerwy odbudowy częstotliwości” („FRR”) oznaczają rezerwy mocy czynnej dostępne w celu odbudowy częstotliwości systemu do wartości znamionowej, a w przypadku obszaru synchronicznego obejmującego więcej niż jeden obszar LFC – w celu przywrócenie salda wymiany do wartości grafikowej;
- 8) „rezerwy zastępcze” („RR”) oznaczają rezerwy mocy czynnej dostępne na potrzeby odbudowy lub uzupełnienia wymaganego poziomu rezerw FRR, aby zapewnić przygotowanie na dodatkowe niebilansowania systemu, przy czym termin ten obejmuje rezerwy wytwórcze;
- 9) „dostawca rezerw” oznacza podmiot mający prawne lub umowne zobowiązanie do dostarczania FCR, FRR lub RR z co najmniej jednej jednostki zapewniającej rezerwę lub grupy zapewniającej rezerwę;
- 10) „jednostka zapewniająca rezerwę” oznacza jeden moduł wytwarzania energii lub jedną jednostkę odbiorczą, bądź zespół modułów wytwarzania energii lub jednostek odbiorczych, które są przyłączone we wspólnym punkcie przyłączenia, spełniające wymogi w zakresie zapewniania FCR, FRR lub RR;
- 11) „grupa zapewniająca rezerwę” oznacza zespół modułów wytwarzania energii, jednostek odbiorczych lub jednostek zapewniających rezerwę, które są przyłączone w więcej niż jednym punkcie przyłączenia, spełniające wymogi w zakresie zapewniania FCR, FRR lub RR;
- 12) „obszar regulacyjny mocy i częstotliwości” („obszar LFC”) oznacza część obszaru synchronicznego lub cały obszar synchroniczny, fizycznie wydzielony przez punkty pomiaru w połączeniach wzajemnych z innymi obszarami LFC, eksploatowane przez co najmniej jednego OSP wypełniającego obowiązki w zakresie regulacji mocy i częstotliwości;
- 13) „czas odbudowy częstotliwości” oznacza maksymalny przewidywany czas po wystąpieniu chwilowego niebilansowania mocy nie większego niż incydent referencyjny, w którym częstotliwość systemu powraca do standardowego zakresu w przypadku obszarów synchronicznych z tylko jednym obszarem LFC, a w przypadku obszarów synchronicznych z więcej niż jednym obszarem LFC – maksymalny dopuszczalny czas po wystąpieniu chwilowego niebilansowania mocy danego obszaru LFC, w którym niebilansowanie jest skompensowane;
- 14) „kryterium (N-1)” oznacza zasadę, zgodnie z którą elementy pozostające w pracy w obszarze regulacyjnym OSP po wystąpieniu zdarzenia awaryjnego mają zdolność pracy w nowych warunkach ruchowych bez naruszenia granic bezpieczeństwa pracy;
- 15) „sytuacja (N-1)” oznacza sytuację w systemie przesyłowym, w której miało miejsce zdarzenie awaryjne znajdujące się w wykazie zdarzeń awaryjnych;
- 16) „rezerwa mocy czynnej” oznacza rezerwy bilansujące dostępne do celów utrzymania częstotliwości;
- 17) „stan alarmowy” oznacza stan systemu, w którym system znajduje się w granicach bezpieczeństwa pracy, lecz zostało wykryte zdarzenie awaryjne z wykazu zdarzeń awaryjnych, a w przypadku jego wystąpienia dostępne działania zaradcze nie wystarczą do utrzymania stanu normalnego;
- 18) „blok regulacyjny mocy i częstotliwości” („blok LFC”) oznacza część obszaru synchronicznego lub cały obszar synchroniczny, fizycznie wydzielony przez punkty pomiaru w połączeniach wzajemnych z innymi blokami LFC, obejmujące co najmniej jeden obszar LFC, eksploatowane przez co najmniej jednego OSP wypełniającego obowiązki regulacji mocy i częstotliwości;
- 19) „uchyb obszarowy” („ACE”) oznacza sumę uchybu regulacji mocy („ ΔP ”), to znaczy różnicy pomiędzy zmierzonym rzeczywistym saldem wymiany w czasie rzeczywistym („P”) a sumą grafików wymiany („P0”) określonego obszaru LFC lub bloku LFC, oraz odchyłki regulacji częstotliwości („ $K \cdot \Delta f$ ”), to znaczy iloczynu współczynnika K i odchyłki częstotliwości tego konkretnego obszaru LFC lub bloku LFC, gdzie uchyb obszarowy równa się $\Delta P + K \cdot \Delta f$;
- 20) „suma grafików wymiany” oznacza sekwencje salda wymiany mocy netto obszaru LFC lub bloku LFC przez połączenia równoległe prądu przemiennego („AC”);
- 21) „regulacja napięcia” oznacza ręczne lub automatyczne działania regulacyjne w węźle wytwarzania, w końcowych węzłach linii AC lub systemów HVDC, w transformatorach, bądź inne środki, mające na celu utrzymanie zadanego poziomu napięcia lub zadanej wartości mocy biernej;
- 22) „stan zaniku zasilania” oznacza stan systemu, w którym praca części lub całości systemu przesyłowego została przerwana;

- 23) „wewnętrzne zdarzenie awaryjne” oznacza zdarzenie awaryjne w obszarze regulacyjnym OSP, z uwzględnieniem połączeń równoległych;
- 24) „zewewnętrzne zdarzenie awaryjne” oznacza zdarzenie awaryjne poza obszarem regulacyjnym OSP z wyłączeniem połączeń równoległych, mające współczynnik wpływu wyższy niż próg wpływu zdarzenia awaryjnego;
- 25) „współczynnik wpływu” oznacza wartość liczbową stosowaną w celu określenia ilościowego największego efektu wypadnięcia elementu systemu przesyłowego zlokalizowanego poza obszarem regulacyjnym OSP z wyłączeniem połączeń równoległych, pod względem zmiany rozpyłów mocy lub napięcia spowodowanych takim wypadnięciem, dla dowolnego elementu systemu. Im większa jest jego wartość, tym większy efekt;
- 26) „próg wpływu zdarzenia awaryjnego” oznacza liczbową wartość dopuszczalną, w odniesieniu do której sprawdza się współczynniki wpływu, a wystąpienie zdarzenia awaryjnego poza obszarem regulacyjnym OSP o współczynniku wpływu wyższym niż próg wpływu zdarzenia awaryjnego uznaje się za mające istotny wpływ na obszar regulacyjny OSP, z uwzględnieniem połączeń równoległych;
- 27) „analiza zdarzeń awaryjnych” oznacza symulację komputerową zdarzeń awaryjnych z wykazu zdarzeń awaryjnych;
- 28) „krytyczny czas zwarcia” oznacza maksymalny czas trwania awarii, w którym system przesyłowy utrzymuje stabilność;
- 29) „awaria” oznacza wszelkiego rodzaju zwarcia (jedno-, dwu- i trójfazowe, z ziemią i bez udziału ziemi), uszkodzenie przewodu, przerwanie obwodu lub przerywane przyłączenie, powodujące stałą niedostępność danego elementu systemu przesyłowego;
- 30) „element systemu przesyłowego” oznacza dowolny element systemu przesyłowego;
- 31) „zakłócenie” oznacza niezaplanowane zdarzenie, które może wyprowadzić system przesyłowy ze stanu normalnego;
- 32) „stabilność dynamiczna” to wspólny termin obejmujący stabilność kątową, stabilność częstotliwościową i stabilność napięciową;
- 33) „ocena stabilności dynamicznej” oznacza ocenę bezpieczeństwa pracy pod względem stabilności dynamicznej;
- 34) „stabilność częstotliwościowa” oznacza zdolność systemu przesyłowego do utrzymania stabilnej częstotliwości w sytuacji N i w trakcie zakłócenia;
- 35) „stabilność napięciowa” oznacza zdolność systemu przesyłowego do utrzymania dopuszczalnego napięcia we wszystkich węzłach systemu przesyłowego w sytuacji N i w trakcie zakłócenia;
- 36) „stan systemu” oznacza stan pracy systemu przesyłowego w odniesieniu do granic bezpieczeństwa pracy, przy czym może to być stan normalny, stan alarmowy, stan zagrożenia, stan zaniku zasilania i stan odbudowy systemu;
- 37) „stan zagrożenia” oznacza stan systemu, w którym została naruszona co najmniej jedna granica bezpieczeństwa pracy;
- 38) „stan odbudowy systemu” oznacza stan systemu, w którym celem wszystkich działań w systemie przesyłowym jest przywrócenie systemu do pracy i utrzymanie bezpieczeństwa pracy po stanie zaniku zasilania lub stanie zagrożenia;
- 39) „wyjątkowe zdarzenie awaryjne” oznacza równoczesne wystąpienie kilku zdarzeń awaryjnych mających wspólną przyczynę;
- 40) „odchyłka częstotliwości” oznacza różnicę między częstotliwością rzeczywistą a częstotliwością znamionową obszaru synchronicznego, zarówno ujemną, jak i dodatnią;
- 41) „częstotliwość systemu” oznacza częstotliwość elektryczną systemu, którą można zmierzyć we wszystkich częściach obszaru synchronicznego przy założeniu spójnej wartości dla systemu w przedziale czasowym rzędu sekund i przy niewielkich różnicach pomiędzy różnymi miejscami pomiarów;
- 42) „proces odbudowy częstotliwości” („FRP”) oznacza proces mający na celu przywrócenie częstotliwości systemu do wartości znamionowej, a dla obszarów synchronicznych obejmujących więcej niż jeden obszar LFC – proces mający na celu przywrócenie salda wymiany do wartości graficznych;
- 43) „uchyb regulacyjny odbudowy częstotliwości” („FRCE”) oznacza uchyb regulacji dla FRP, który jest równy ACE danego obszaru LFC lub równy odchyłce częstotliwości, gdzie obszar LFC odpowiada pod względem geograficznym obszarowi synchronicznemu;

- 44) „grafik” oznacza zbiór wartości referencyjnych przedstawiających wytwarzanie, pobór lub wymianę energii elektrycznej dla danego okresu;
- 45) „współczynnik K obszaru LFC lub bloku LFC” oznacza wartość wyrażaną w MW/Hz, która jest, w miarę możliwości, jak najbardziej zbliżona do lub większa od sumy samoregulacji wytwarzania, samoregulacji obciążenia i udziału w rezerwie FCR, względem maksymalnej quasi-stacjonarnej odchyłki częstotliwości w stanie ustalonym;
- 46) „stan lokalny” oznacza kategorię stanu alarmowego, stanu zagrożenia lub stanu zaniku zasilania, jeżeli nie występuje ryzyko rozszerzenia skutków poza obszar regulacyjny, z uwzględnieniem połączeń równoległych z danym obszarem regulacyjnym;
- 47) „maksymalna quasi-stacjonarna odchyłka częstotliwości” oznacza maksymalną przewidywaną odchyłkę częstotliwości po wystąpieniu niezbilansowania nie większego niż incydent referencyjny, dla którego projektowana jest stabilizacja częstotliwości;
- 48) „obszar obserwowalności” oznacza własny system przesyłowy OSP i odpowiednie części systemów dystrybucyjnych i systemów przesyłowych sąsiednich OSP, które są monitorowane i modelowane przez danego OSP w czasie rzeczywistym w celu utrzymania bezpieczeństwa pracy w swoim obszarze regulacyjnym, z uwzględnieniem połączeń równoległych;
- 49) „sąsiedni OSP” oznaczają OSP bezpośrednio połączonych poprzez co najmniej jedno połączenie równoległe prądu przemiennego lub prądu stałego;
- 50) „analiza bezpieczeństwa pracy” oznacza cały zakres czynności wykonywanych za pomocą aplikacji komputerowych, ręcznie oraz automatycznie w celu oceny bezpieczeństwa pracy systemu przesyłowego oraz oceny działań zaradczych niezbędnych do utrzymania bezpieczeństwa pracy;
- 51) „wskaźniki bezpieczeństwa pracy” oznaczają wskaźniki stosowane przez OSP w celu monitorowania bezpieczeństwa pracy pod kątem stanów systemu, a także awarii i zakłóceń mających wpływ na bezpieczeństwo pracy;
- 52) „klasyfikacja bezpieczeństwa pracy” oznacza klasyfikację stosowaną przez OSP w celu monitorowania bezpieczeństwa pracy w oparciu o wskaźniki bezpieczeństwa pracy;
- 53) „testy ruchowe” oznaczają testy przeprowadzane przez OSP lub OSD do celów utrzymania, opracowania procedur ruchowych, szkolenia oraz uzyskiwania informacji dotyczących zachowania systemu przesyłowego w warunkach pracy systemu odbiegających od warunków normalnych, a także testy przeprowadzane przez znaczących użytkowników sieci w ich instalacjach w analogicznych celach;
- 54) „zwykłe zdarzenie awaryjne” oznacza powstanie zdarzenia awaryjnego jednego odgałęzienia lub wprowadzenia mocy;
- 55) „pozazakresowe zdarzenie awaryjne” oznacza równoczesne wystąpienie zdarzeń awaryjnych niemających wspólnej przyczyny lub utratę modułów wytwarzania energii o łącznej utracie zdolności wytwórczych przekraczającej incydent referencyjny;
- 56) „gradient rampowania” oznacza prędkość zmiany mocy czynnej przez moduł wytwarzania energii, instalację odbiorczą lub system HVDC;
- 57) „rezerwa mocy biernej” oznacza moc bierną dostępną do celów utrzymania napięcia;
- 58) „incydent referencyjny” oznacza maksymalne dodatnie lub ujemne niezbilansowanie występujące chwilowo między wytwarzaniem a odbiorem w obszarze synchronicznym, przyjmowane dla zwymiarowania FCR;
- 59) „stabilność kątowa” oznacza zdolność maszyn synchronicznych do utrzymania synchronizmu w sytuacji N i po zakłóceniu;
- 60) „plan bezpieczeństwa” oznacza plan zawierający ocenę ryzyka dla krytycznych elementów OSP dla scenariuszy największych zagrożeń fizycznych i cybernetycznych wraz z oceną ewentualnych skutków;
- 61) „granice stabilności” oznaczają dopuszczalne granice pracy systemu przesyłowego pod względem nieprzekraczania granic stabilności napięciowej, stabilności kątowej i stabilności częstotliwościowej;
- 62) „stan rozległy” oznacza kategorię stanu alarmowego, stanu zagrożenia lub stanu zaniku zasilania, gdy występuje ryzyko rozprzestrzenienia się danego stanu na wzajemnie połączone systemy przesyłowe;
- 63) „plan obrony systemu” oznacza środki techniczne i organizacyjne, które należy przedsięwziąć w celu zapobieżenia rozprzestrzenianiu się lub pogłębianiu zakłóceń w systemie przesyłowym, aby uniknąć zakłócenia na poziomie stanu rozległego i stanu rozległego zaniku zasilania;

- 64) „topologia” oznacza dane dotyczące połączeń różnych elementów systemu przesyłowego lub systemu dystrybucyjnego w stacji elektroenergetycznej i obejmuje konfigurację elektryczną oraz położenie wyłączników i odłączników;
- 65) „przejściowe dopuszczalne przeciążenia” oznaczają czasowe przeciążenia elementów systemu przesyłowego, które są dozwolone w ograniczonym okresie i nie powodują fizycznych uszkodzeń elementów systemu przesyłowego pod warunkiem przestrzegania określonego czasu trwania i określonych progów;
- 66) „wirtualna linia wymiany” oznacza dodatkowe wejście danych do regulatorów LFC, mające taki sam skutek jak wartość pomiaru fizycznego połączenia równoległego i umożliwiającą wymianę energii elektrycznej między odpowiednimi obszarami;
- 67) „elastyczne systemy przesyłowe prądu przemiennego” („FACTS”) oznaczają urządzenia do przesyłu mocy elektrycznej prądem przemiennym, mające na celu poprawę możliwości regulacji i zwiększenie zdolności przesyłu mocy czynnej;
- 68) „wystarczalność” oznacza zdolność źródeł zasilających dany obszar do pokrycia zapotrzebowania w tym obszarze;
- 69) „zagregowany zewnętrzny grafik netto” oznacza grafik stanowiący saldo wszystkich zewnętrznych grafików OSP i zewnętrznych grafików handlowych pomiędzy dwoma obszarami grafikovymi lub pomiędzy obszarem grafikovym i grupą innych obszarów grafikovych;
- 70) „plan dostępności” oznacza kombinację wszystkich zaplanowanych stanów dostępności istotnego elementu sieciowego w danym okresie;
- 71) „stan dostępności” oznacza zdolność modułu wytwarzania energii, elementu sieci lub instalacji odbiorczej do zapewniania obsługi w danym czasie, bez względu na to, czy pracuje;
- 72) „w czasie zbliżonym do rzeczywistego” oznacza upływ czasu nieprzekraczający 15 minut pomiędzy czasem ostatniego zamknięcia bramki dla rynku dnia bieżącego i czasem rzeczywistym;
- 73) „grafik poboru energii” oznacza grafik przedstawiający pobór energii przez instalację odbiorczą lub grupę instalacji odbiorczych;
- 74) „środowisko danych planowania operacyjnego ENTSO-E” oznacza zestaw programów użytkowych i urządzeń opracowanych w celu umożliwienia przechowywania i wymiany danych używanych na potrzeby procesów planowania operacyjnego pomiędzy OSP oraz w celu zarządzania takimi danymi;
- 75) „zewnętrzny grafik handlowy” oznacza grafik przedstawiający handlową wymianę energii elektrycznej pomiędzy uczestnikami rynku w różnych obszarach grafikovych;
- 76) „zewnętrzny grafik OSP” oznacza grafik przedstawiający wymianę energii elektrycznej pomiędzy OSP w różnych obszarach grafikovych;
- 77) „wymuszone wyłączenie” oznacza nieplanowane wyłączenie z ruchu istotnego elementu z nagłej przyczyny będącej poza kontrolą operacyjną operatora odpowiedniego istotnego elementu;
- 78) „grafik wytwarzania” oznacza grafik przedstawiający wytwarzanie energii elektrycznej modułu wytwarzania energii lub grupy modułów wytwarzania energii;
- 79) „wewnętrzny grafik handlowy” oznacza grafik przedstawiający handlową wymianę energii elektrycznej w obszarze grafikovym pomiędzy różnymi uczestnikami rynku;
- 80) „istotny element wewnętrzny” oznacza istotny element stanowiący część obszaru regulacyjnego OSP lub istotny element znajdujący się w systemie dystrybucyjnym, w tym w zamkniętym systemie dystrybucyjnym, który jest połączony bezpośrednio lub pośrednio z obszarem regulacyjnym OSP;
- 81) „saldo synchroniczne obszaru” oznacza saldo wszystkich zewnętrznych grafików na połączeniach synchronicznych w danym obszarze;
- 82) „region koordynacji wyłączeń” oznacza kombinację obszarów regulacyjnych, dla których OSP określają procedury pozwalające monitorować i, w razie potrzeby, koordynować stan dostępności istotnych elementów we wszystkich przedziałach czasowych;
- 83) „istotna instalacja odbiorcza” oznacza instalację odbiorczą, która uczestniczy w koordynacji wyłączeń, a jej stan dostępności ma wpływ na transgraniczne bezpieczeństwo pracy;
- 84) „istotny element” oznacza jakąkolwiek istotną instalację odbiorczą, jakkolwiek istotny moduł wytwarzania energii lub istotny element sieci, które biorą udział w koordynacji wyłączeń;

- 85) „istotny element sieci” oznacza dowolny składnik systemu przesyłowego, z uwzględnieniem połączeń równoległych, lub systemu dystrybucyjnego, w tym zamkniętego systemu dystrybucyjnego, np. linię, pojedynczy tor linii lub transformator, przesuwnik fazowy bądź instalację kompensacji napięcia, które uczestniczą w koordynacji wyłączeń, a ich stan dostępności ma wpływ na transgraniczne bezpieczeństwo pracy;
- 86) „niezgodność planowania wyłączeń” oznacza stan, w którym kombinacja stanu dostępności co najmniej jednego istotnego elementu sieci, jednego istotnego modułu wytwarzania energii lub jednej istotnej instalacji odbiorczej i najlepszego oszacowania prognozowanej sytuacji sieci energii elektrycznej prowadzi do naruszenia granic bezpieczeństwa pracy, z uwzględnieniem bezkosztowych działań zaradczych, którymi dysponuje OSP;
- 87) „podmiot ds. planowania wyłączeń” oznacza podmiot, którego zadaniem jest planowanie stanu dostępności istotnego modułu wytwarzania energii, istotnej instalacji odbiorczej lub istotnego elementu sieci;
- 88) „istotny moduł wytwarzania energii” oznacza moduł wytwarzania energii, który uczestniczy w koordynacji wyłączeń, a jego stan dostępności ma wpływ na bezpieczeństwo pracy;
- 89) „regionalny koordynator bezpieczeństwa” („RSC”) oznacza podmiot lub podmioty, będące własnością OSP lub przez nie kontrolowane, w co najmniej jednym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych, wykonujące zadania związane z koordynacją regionalną OSP;
- 90) „podmiot ds. grafikowania” oznacza podmiot lub podmioty mające za zadanie przekazywanie grafików od uczestników rynku do OSP lub, w stosownych przypadkach, osób trzecich;
- 91) „obszar grafików” oznacza obszar, do którego mają zastosowanie obowiązki OSP związane z opracowywaniem grafików z uwagi na potrzeby operacyjne lub organizacyjne;
- 92) „tydzień przed” oznacza tydzień przed operacyjnym tygodniem kalendarzowym;
- 93) „rok przed” oznacza rok przed następnym operacyjnym rokiem kalendarzowym;
- 94) „zainteresowany OSP” oznacza OSP, dla którego informacje o wymianie rezerw lub współdzieleniu rezerw lub procesie bilansowania lub procesie transgranicznej aktywacji są konieczne dla analizy i utrzymania bezpieczeństwa pracy;
- 95) „dostępność rezerw mocy” oznacza wielkość FCR, FRR lub RR, która musi być dostępna dla OSP;
- 96) „wymiana rezerw” oznacza możliwość dostępu OSP do rezerwy mocy w innym obszarze LFC, bloku LFC lub obszarze synchronicznym w celu spełnienia wymogów w zakresie rezerw wynikających z jego własnego procesu określania wielkości rezerw FCR, FRR lub RR, przy czym wspomniana rezerwa mocy jest przeznaczona wyłącznie dla danego OSP i nie jest uwzględniana przez żadnych innych OSP do celów spełnienia wymogów w zakresie rezerw wynikających z ich odpowiednich procesów określania wielkości rezerw;
- 97) „współdzielenie rezerw” oznacza mechanizm, w którym więcej niż jeden OSP uwzględnia tę samą rezerwę mocy – FCR, FRR lub RR – w celu spełnienia odpowiednich wymogów w zakresie rezerw wynikających z odpowiednich procesów określania wielkości rezerw;
- 98) „czas aktywacji stanu alarmowego” oznacza czas, zanim nastąpi aktywacja stanu alarmowego;
- 99) „automatyczne FRR (aFRR)” oznaczają FRR które można aktywować za pomocą automatycznego regulatora;
- 100) „zwłoka aktywacji automatycznych FRR” oznacza czas między ustawieniem nowej wartości zadanej w regulatorze odbudowy częstotliwości a faktycznym rozpoczęciem dostawy automatycznych FRR;
- 101) „czas pełnej aktywacji automatycznych FRR” oznacza czas między ustanowieniem nowej wartości zadanej w regulatorze odbudowy częstotliwości a aktywacją lub dezaktywacją automatycznej FRR (aFRR);
- 102) „uśrednione dane FRCE” oznaczają zbiór danych zawierający średnią wartość zarejestrowanych chwilowych rezerw FRCE obszaru LFC lub bloku LFC w danym okresie pomiarowym;
- 103) „OSP zapewniający rezerwę mocy” oznacza OSP, który aktywuje swoją rezerwę mocy dla OSP otrzymującego rezerwę mocy zgodnie z warunkami umowy o współdzieleniu rezerw;

- 104) „OSP odbierający rezerwę mocy” oznacza OSP, który wyznacza wielkość własnej rezerwy mocy, uwzględniając rezerwę mocy dostępną za pośrednictwem OSP zapewniającego rezerwę mocy zgodnie z warunkami umowy o współdzieleniu rezerw;
- 105) „proces stosowania kryteriów” oznacza proces wyznaczania docelowych parametrów dla obszaru synchronicznego, bloku LFC i obszaru LFC na podstawie danych uzyskanych w ramach procesów gromadzenia i przekazywania danych;
- 106) „proces gromadzenia i przekazywania danych” oznacza proces gromadzenia zbioru danych niezbędnych do realizacji kryteriów oceny jakości częstotliwości;
- 107) „proces transgranicznej aktywacji FRR” oznacza proces uzgodniony przez OSP uczestniczących w procesie, który umożliwia aktywację FRR przyłączonych w innym obszarze LFC poprzez odpowiednie korygowanie udziału odpowiednich FRP;
- 108) „proces transgranicznej aktywacji RR” oznacza proces uzgodniony przez OSP uczestniczących w procesie, który umożliwia aktywację RR przyłączonych w innym obszarze LFC poprzez odpowiednie korygowanie udziału odpowiednich RRP;
- 109) „incydent wymiarujący” oznacza największe przewidywane chwilowe niebilansowanie generacji i poboru mocy czynnej w bloku LFC zarówno w kierunku dodatnim, jak i ujemnym;
- 110) „odchyłka czasu elektrycznego” oznacza odchyłkę czasu między czasem synchronicznym i uniwersalnym czasem koordynowanym (UTC);
- 111) „odchyłka częstotliwości pełnej aktywacji FCR” oznacza oszacowaną wartość odchyłki częstotliwości, przy której FCR w obszarze synchronicznym zostaną w pełni aktywowane;
- 112) „czas pełnej aktywacji FCR” oznacza czas między wystąpieniem incydentu referencyjnego a odpowiadającą jej pełną aktywacją FCR;
- 113) „udział w zakresie FCR” oznacza część całej rezerwy FCR w obszarze synchronicznym, za którą odpowiada dany OSP;
- 114) „proces utrzymania częstotliwości” („FCP”) oznacza proces, który ma na celu stabilizację częstotliwości systemu poprzez kompensowanie niebilansowań za pomocą odpowiednich rezerw;
- 115) „proces wyrównywania częstotliwości” oznacza proces uzgodniony przez wszystkich OSP z dwóch obszarów synchronicznych, umożliwiający powiązanie aktywacji FCR poprzez dostosowanie przepływów HVDC między obszarami synchronicznymi;
- 116) „parametr definiujący jakość częstotliwości” oznacza główne zmienne częstotliwości systemu, które określają zasady jakości częstotliwości;
- 117) „parametr docelowej jakości częstotliwości” oznacza wartość docelową częstotliwości systemu, na podstawie której ocenia się w stanie normalnym zachowanie procesów aktywacji FCR, FRR i RR;
- 118) „kryteria oceny jakości częstotliwości” oznaczają zestaw obliczeń przy użyciu pomiarów częstotliwości systemu, które umożliwiają ocenę jakości częstotliwości systemu w odniesieniu do parametrów docelowej jakości częstotliwości;
- 119) „dane do oceny jakości częstotliwości” oznaczają zestaw danych, które umożliwiają wyznaczanie kryteriów oceny jakości częstotliwości;
- 120) „zakres przywracania częstotliwości” oznacza zakres częstotliwości systemu, do którego system ma powrócić w obszarach synchronicznych GB i IE/Ni po wystąpieniu niebilansowania nie większego niż incydent referencyjny w czasie przewidzianym na przywrócenie częstotliwości;
- 121) „czas przywrócenia częstotliwości” oznacza, w przypadku obszarów synchronicznych GB i IE/Ni, maksymalny przewidywany czas po wystąpieniu niebilansowania nie większego niż incydent referencyjny, w którym częstotliwość systemu powraca do maksymalnej odchyłki częstotliwości w stanie ustalonym;
- 122) „zakres odbudowy częstotliwości” oznacza zakres częstotliwości systemu, do którego częstotliwość systemu ma powrócić w obszarach synchronicznych GB, IE/Ni i w nordyckim obszarze synchronicznym po wystąpieniu niebilansowania nie większego niż incydent referencyjny w czasie przewidzianym na odbudowę częstotliwości;

- 123) „parametr docelowy FRCE” oznacza wartość docelową bloku LFC, na podstawie której określa się i ocenia kryteria wymiarowania FRR i RR bloku LFC i które są wykorzystywane w ocenie zachowania bloku LFC dla pracy w stanie normalnym;
- 124) „wymiana mocy odbudowy częstotliwości” oznacza moc wymienianą między obszarami LFC w ramach procesu transgranicznej aktywacji FRR;
- 125) „wartość zadana częstotliwości” oznacza wartość zadaną częstotliwości stosowaną w FRP, zdefiniowaną jako suma nominalnej częstotliwości systemu i korekty niezbędnej do zmniejszenia odchyłki czasu elektrycznego;
- 126) „wymogi dostępności FRR” oznaczają zestaw wymogów określonych przez OSP danego bloku LFC w odniesieniu do dostępności FRR;
- 127) „zasady określania wielkości FRR” oznaczają specyfikacje procesu określania wielkości FRR dla bloku LFC;
- 128) „proces kompensowania niebilansowań” oznacza proces uzgodniony pomiędzy OSP, umożliwiający zapobieganie jednoczesnej aktywacji FRR w przeciwnych kierunkach, z uwzględnieniem odpowiednich FRCE, jak również aktywowanych FRR, oraz poprzez odpowiednie skorygowanie udziału uczestniczących FRP;
- 129) „wymiana mocy w procesie kompensowania niebilansowań” oznacza moc wymienianą między obszarami LFC w ramach procesu kompensowania niebilansowań;
- 130) „pierwotne zobowiązanie w zakresie FCR” oznacza wielkość FCR przydzieloną OSP na podstawie klucza podziału;
- 131) „dane dotyczące częstotliwości chwilowej” oznaczają zbiór danych z pomiarów całościowej częstotliwości systemu dla obszaru synchronicznego, przy czym okres pomiaru jest nie dłuższy niż jedna sekunda i jest wykorzystywany na potrzeby oceny jakości częstotliwości systemu;
- 132) „odchyłka częstotliwości chwilowej” oznacza zbiór danych z pomiarów odchyłek częstotliwości systemu dla obszaru synchronicznego, przy czym okres pomiaru jest nie dłuższy niż jedna sekunda i jest wykorzystywany na potrzeby oceny jakości częstotliwości systemu;
- 133) „dane dotyczące chwilowego FRCE” oznaczają zbiór danych dotyczących błędu FRCE bloku LFC, przy czym okres pomiaru nie dłuższy niż 10 sekund jest wykorzystywany na potrzeby oceny jakości częstotliwości systemu;
- 134) „poziom 1 zakresu FRCE” oznacza pierwszy zakres wykorzystywany na potrzeby oceny jakości częstotliwości systemu na poziomie bloku LFC, w ramach którego błąd FRCE powinien się utrzymywać przez określony procent czasu;
- 135) „poziom 2 zakresu FRCE” oznacza drugi zakres wykorzystywany na potrzeby oceny jakości częstotliwości systemu na poziomie bloku LFC, w ramach którego błąd FRCE powinien się utrzymywać przez określony procent czasu;
- 136) „umowa operacyjna bloku LFC” oznacza wielostronną umowę pomiędzy wszystkimi OSP z danego bloku LFC, w przypadku gdy dany blok LFC jest eksploatowany przez więcej niż jednego OSP, a także oznacza metodykę operacyjną bloku LFC, która ma zostać przyjęta jednostronnie przez właściwego OSP, w przypadku gdy blok LFC jest eksploatowany przez tylko jednego OSP;
- 137) „wymiana mocy zastępczej” oznacza moc wymienianą między obszarami LFC w ramach procesu transgranicznej aktywacji rezerwy RR;
- 138) „niebilansowanie bloku LFC” oznacza sumę FRCE, aktywacji FRR i aktywacji rezerwy RR w bloku LFC oraz wymiany mocy kompensowania niebilansowań, wymiany mocy odbudowy częstotliwości, a także wymiany mocy zastępczej danego bloku LFC z innymi blokami LFC;
- 139) „podmiot monitorujący blok LFC” oznacza OSP odpowiedzialnego za gromadzenie danych dla oceny jakości częstotliwości i stosowanie kryteriów oceny jakości częstotliwości dla bloku LFC;
- 140) „struktura regulacji mocy i częstotliwości” oznacza podstawową strukturę uwzględniającą wszystkie istotne aspekty regulacji mocy i częstotliwości, w szczególności dotyczące odpowiednich zakresów odpowiedzialności i obowiązków, a także rodzajów i przeznaczeń rezerw mocy czynnej;
- 141) „struktura odpowiedzialności procesu” oznacza strukturę, której celem jest określenie zakresów odpowiedzialności i obowiązków odnośnie do rezerw mocy czynnej w oparciu o strukturę regulacji obszaru synchronicznego;

- 142) „struktura procesu aktywacji” oznacza strukturę, której celem jest klasyfikacja procesów dotyczących różnych rodzajów rezerw mocy czynnej pod względem przeznaczenia i aktywacji;
- 143) „czas pełnej aktywacji nieautomatycznej FRR” oznacza czas między zmianą wartości zadanej a odpowiednim uruchomieniem lub wyłączeniem nieautomatycznej FRR;
- 144) „maksymalna odchyłka częstotliwości chwilowej” oznacza maksymalną przewidywaną wartość bezwzględną odchyłki częstotliwości chwilowej po wystąpieniu niezbilansowania nie większego niż incydent referencyjny, po przekroczeniu której aktywuje się środki awaryjne;
- 145) „obszar monitorowania” oznacza część obszaru synchronicznego lub cały obszar synchroniczny, fizycznie wydzielony punktami pomiarowymi w połączeniach wzajemnych z innymi obszarami monitorowania, eksploatowany przez co najmniej jednego OSP wykonującego obowiązki monitorowania obszaru;
- 146) „kwalifikacja wstępna” oznacza proces weryfikacji zgodności jednostki lub grupy zapewniającej rezerwę z wymogami ustanowionymi przez OSP;
- 147) „czas rampowania” oznacza okres określony przez stały punkt rozpoczęcia i czas, w którym pobierana lub generowana moc czynna będzie się zwiększać lub zmniejszać;
- 148) „OSP wydający polecenie w sprawie rezerwy” oznacza OSP odpowiedzialnego za wydanie jednostce zapewniającej rezerwę lub grupie zapewniającej rezerwę polecenia dotyczącego uruchomienia rezerw FRR lub RR;
- 149) „OSD przyłączający rezerwy” oznacza OSD odpowiedzialnego za sieć dystrybucyjną, do której przyłączona jest jednostka lub grupa zapewniająca rezerwę dla OSP;
- 150) „OSP przyłączający rezerwy” oznacza OSP odpowiedzialnego za obszar monitorowania, do którego jest przyłączona jednostka lub grupa zapewniająca rezerwę;
- 151) „OSP odbierający rezerwy” oznacza OSP biorącego udział w wymianie z OSP przyłączającym rezerwy lub jednostką zapewniającą rezerwę lub grupą zapewniającą rezerwę przyłączonymi do innego obszaru monitorowania lub innego obszaru LFC;
- 152) „proces zastępowania rezerw” („RRP”) oznacza proces mający na celu odbudowę aktywowanych rezerw FRR, a w przypadku GB i IE/Ni – mający dodatkowo na celu odbudowę aktywowanych rezerw FCR;
- 153) „wymogi dostępności RR” oznaczają zestaw wymogów określonych przez OSP danego bloku LFC dotyczących dostępności RR;
- 154) „zasady określania wielkości RR” oznaczają specyfikacje procesu określania wymaganych wielkości rezerwy RR bloku LFC;
- 155) „standardowy zakres częstotliwości” oznacza symetryczny przedział wokół częstotliwości znamionowej, w którym musi pozostawać częstotliwość systemu obszaru synchronicznego;
- 156) „standardowa odchyłka częstotliwości” oznacza wartość bezwzględną odchyłki częstotliwości, która wyznacza granice standardowego zakresu częstotliwości;
- 157) „odchyłka częstotliwości w stanie ustalonym” oznacza wartość bezwzględną odchyłki częstotliwości po wystąpieniu niezbilansowania, gdy częstotliwość systemu została ustabilizowana;
- 158) „podmiot monitorujący obszar synchroniczny” oznacza OSP odpowiedzialnego za gromadzenie danych do oceny jakości częstotliwości i stosowanie kryteriów oceny jakości częstotliwości dla obszaru synchronicznego;
- 159) „proces regulacji czasu” oznacza działania regulacyjne wykonywane w celu doprowadzenia odchyłki czasu pomiędzy elektrycznym czasem synchronicznym a uniwersalnym czasem koordynowanym UTC do wartości zerowej.

Artykuł 4

Cele i aspekty regulacyjne

1. Celem niniejszego rozporządzenia jest:
 - a) określenie wspólnych wymogów i zasad dotyczących bezpieczeństwa pracy;
 - b) określenie wspólnych zasad planowania operacyjnego dla systemu wzajemnie połączonego;

- c) określenie wspólnych procesów i struktur regulacji mocy i częstotliwości;
 - d) zapewnienie warunków dla utrzymania bezpieczeństwa pracy w całej Unii;
 - e) zapewnienie warunków dla utrzymania poziomu jakości częstotliwości wszystkich obszarów synchronicznych w całej Unii;
 - f) wspieranie koordynacji pracy systemu i planowania operacyjnego;
 - g) zapewnienie i poprawa przejrzystości i niezawodności informacji dotyczących pracy systemu przesyłowego;
 - h) przyczynienie się do sprawnej pracy i rozwoju systemu przesyłowego energii elektrycznej i sektora elektroenergetycznego w Unii.
2. Stosując niniejsze rozporządzenie, państwa członkowskie, właściwe organy 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 zainteresowanych stron;
 - d) dopilnowują, aby OSP korzystali, na ile jest to możliwe, z mechanizmów rynkowych w celu zagwarantowania bezpieczeństwa i stabilności sieci;
 - e) respektują powierzoną właściwemu OSP odpowiedzialność za zapewnienie bezpieczeństwa systemu, z uwzględnieniem wymogów prawa krajowego;
 - f) konsultują się z właściwymi OSD i uwzględniają potencjalne skutki dla ich systemów; oraz
 - g) uwzględniają uzgodnione normy europejskie i europejskie specyfikacje techniczne.

Artykuł 5

Warunki lub metody funkcjonowania OSP

1. OSP opracowują warunki i metody wymagane niniejszym rozporządzeniem i przedkładają je do zatwierdzenia właściwym organom regulacyjnym zgodnie z art. 6 ust. 2 i 3 lub do zatwierdzenia podmiotowi wyznaczonemu przez państwo członkowskie zgodnie z art. 6 ust. 4, w odpowiednich terminach przewidzianych w niniejszym rozporządzeniu.
2. W przypadku gdy propozycja dotycząca ustanowienia warunków lub metod na podstawie niniejszego rozporządzenia musi zostać opracowana i zatwierdzona przez więcej niż jednego OSP, uczestniczący OSP ściśle współpracują ze sobą. OSP, przy wsparciu ENTSO-E, regularnie informują organy regulacyjne i Agencję o postępach w opracowywaniu tych warunków lub metod.
3. Jeżeli OSP nie osiągną konsensusu przy podejmowaniu decyzji w sprawie propozycji dotyczących ustanowienia warunków lub metod zgodnie z art. 6 ust. 2, podejmują decyzję kwalifikowaną większością głosów. W przypadku propozycji zgodnie z art. 6 ust. 2 większość kwalifikowana oznacza większość:
- a) OSP reprezentujących co najmniej 55 % państw członkowskich; oraz
 - b) OSP reprezentujących państwa członkowskie, których liczba mieszkańców stanowi co najmniej 65 % ludności Unii.
4. Przy podejmowaniu decyzji zgodnie z art. 6 ust. 2 mniejszość blokująca musi obejmować OSP reprezentujących co najmniej cztery państwa członkowskie; w przypadku niespełnienia powyższego warunku uznaje się, że większość kwalifikowana została osiągnięta.
5. Jeżeli odpowiednie regiony leżą na terytoriach więcej niż pięciu państw członkowskich, a OSP nie osiągną konsensusu przy podejmowaniu decyzji w sprawie propozycji dotyczących ustanowienia warunków lub metod zgodnie z art. 6 ust. 3, podejmują decyzję kwalifikowaną większością głosów. W przypadku propozycji zgodnie z art. 6 ust. 3 większość kwalifikowana oznacza większość:
- a) OSP reprezentujących co najmniej 72 % odpowiednich państw członkowskich; oraz
 - b) OSP reprezentujących państwa członkowskie, na których terytorium zamieszkuje co najmniej 65 % ludności odpowiedniego regionu.

6. Przy podejmowaniu decyzji zgodnie z art. 6 ust. 3 mniejszość blokująca musi obejmować co najmniej minimalną liczbę OSP reprezentujących ponad 35 % ludności uczestniczących państw członkowskich, a także OSP reprezentujących co najmniej jedno dodatkowe odpowiednie państwo członkowskie; w przypadku niespełnienia powyższego warunku uznaje się, że większość kwalifikowana została osiągnięta.
7. Decyzje w sprawie propozycji dotyczących ustanowienia warunków lub metod zgodnie z art. 6 ust. 3, w odniesieniu do regionów obejmujących nie więcej niż pięć państw członkowskich, podejmowane są przez OSP w drodze konsensusu.
8. W przypadku decyzji podejmowanych przez OSP na podstawie ust. 3 i 4 każdemu państwu członkowskiemu przysługuje jeden głos. W przypadku występowania na terytorium danego państwa członkowskiego więcej niż jednego OSP państwo członkowskie rozdziela uprawnienia do głosowania wśród OSP.
9. Jeżeli w terminach określonych w niniejszym rozporządzeniu OSP nie przedłożą propozycji dotyczącej ustanowienia warunków lub metod organom regulacyjnym zgodnie z art. 6 ust. 2 i 3 lub podmiotom wyznaczonym przez państwa członkowskie zgodnie z art. 6 ust. 4, przedkładają właściwym organom regulacyjnym i Agencji stosowne projekty warunków lub metod i wyjaśniają, dlaczego nie osiągnięto porozumienia. Agencja powiadamia Komisję i, we współpracy z właściwymi organami regulacyjnymi, na wniosek Komisji bada przyczyny braku porozumienia oraz informuje o nich Komisję. Komisja podejmuje stosowne kroki w celu umożliwienia przyjęcia wymaganych warunków lub metod w terminie czterech miesięcy od daty otrzymania informacji od Agencji.

Artykuł 6

Zatwierdzanie warunków lub metod OSP

1. Każdy organ regulacyjny zatwierdza warunki lub metody opracowane przez OSP zgodnie z ust. 2 i 3. Podmiot wyznaczony przez państwo członkowskie zatwierdza warunki lub metody opracowane przez OSP zgodnie z ust. 4. Wyznaczony podmiot musi być organem regulacyjnym, o ile państwo członkowskie nie postanowiło inaczej.
2. Propozycje dotyczące poniższych warunków lub metod podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne Unii, a państwo członkowskie może przedstawić odpowiedniemu organowi regulacyjnemu opinię na ich temat:
 - a) najważniejsze wymogi organizacyjne, funkcje i zakresy odpowiedzialności odnośnie do wymiany danych dotyczących bezpieczeństwa pracy zgodnie z art. 40 ust. 6;
 - b) metoda tworzenia wspólnych modeli sieci zgodnie z art. 67 ust. 1 i art. 70;
 - c) metoda koordynacji analizy bezpieczeństwa pracy zgodnie z art. 75.
3. Propozycje dotyczące poniższych warunków lub metod podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne odpowiedniego regionu, a państwo członkowskie może przedstawić odpowiedniemu organowi regulacyjnemu opinię na ich temat:
 - a) metoda określania minimalnej inercji dla każdego obszaru synchronicznego zgodnie z art. 39 ust. 3 lit. b);
 - b) wspólne przepisy dla każdego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych na potrzeby koordynacji bezpieczeństwa pracy na szczeblu regionalnym zgodnie z art. 76;
 - c) metoda oceny istotności środków dla koordynacji wyłączeń, przynajmniej w zakresie obszaru synchronicznego, zgodnie z art. 84;
 - d) metody, warunki i wartości zawarte w umowach operacyjnych dotyczących obszaru synchronicznego, o których mowa w art. 118, dotyczące:
 - (i) parametrów definiujących jakość częstotliwości i parametry docelowej jakości częstotliwości zgodnie z art. 127;
 - (ii) zasad określania wielkości FCR zgodnie z art. 153;
 - (iii) dodatkowych właściwości FCR zgodnie z art. 154 ust. 2;
 - (iv) w przypadku obszarów synchronicznych GB i IE/IN – działań zapewniających uzupełnianie magazynów energii zgodnie z art. 156 ust. 6 lit. b);

- (v) w przypadku obszaru synchronicznego CE i nordyckiego obszaru synchronicznego – minimalnego okres aktywacji, jaki muszą zapewnić dostawcy FCR zgodnie z art. 156 ust. 10;
 - (vi) w przypadku obszaru synchronicznego CE i nordyckiego obszaru synchronicznego – założeń i metody analizy kosztów i korzyści zgodnie z art. 156 ust. 11;
 - (vii) w przypadku obszarów synchronicznych innych niż CE oraz jeżeli dotyczy – limitów wymiany FCR pomiędzy OSP zgodnie z art. 163 ust. 2;
 - (viii) w przypadku obszarów synchronicznych GB i IE/IN – metody określania minimalnych dostaw rezerwy mocy dla FCR pomiędzy obszarami synchronicznymi określonej zgodnie z art. 174 ust. 2 lit. b);
 - (ix) limitów wielkości wymiany FRR pomiędzy obszarami synchronicznymi określonych zgodnie z art. 176 ust. 1 oraz limitów wielkości współdzielenia FRR pomiędzy obszarami synchronicznymi określonych zgodnie z art. 177 ust. 1;
 - (x) limitów wielkości wymiany FRR pomiędzy obszarami synchronicznymi określonych zgodnie z art. 178 ust. 1 oraz limitów wielkości współdzielenia FRR pomiędzy obszarami synchronicznymi określonych zgodnie z art. 179 ust. 1;
- e) metody i warunki zawarte w umowach operacyjnych bloku LFC, o których mowa w art. 119, dotyczące:
- (i) ograniczeń rampowania dla generowanej mocy czynnej zgodnie z art. 137 ust. 3 i 4;
 - (ii) koordynacji działań zmierzających do zmniejszenia FRCE, jak określono w art. 152 ust. 14;
 - (iii) środków mających na celu ograniczenie FRCE przez zmiany generacji mocy czynnej lub jej poboru przez moduły wytwarzania energii i jednostki odbiorcze zgodnie z art. 152 ust. 16.
 - (iv) zasad określania wielkości FRR zgodnie z art. 157 ust. 1;
- f) środki łagodzące dla poszczególnych obszarów synchronicznych lub bloków LFC zgodnie z art. 138;
- g) wspólna propozycja dla każdego obszaru synchronicznego, dotycząca określenia bloków LFC zgodnie z art. 141 ust. 2.
4. O ile państwa członkowskie nie ustaliły inaczej, poniższe warunki lub metody podlegają indywidualnemu zatwierdzeniu przez podmiot wyznaczony przez państwo członkowskie zgodnie z ust. 1:
- a) w przypadku obszarów synchronicznych GB i IE/NI – propozycja każdego OSP określająca poziom utraty odbioru, przy którym system przesyłowy musi się znaleźć w stanie rozległego zaniku zasilania;
 - b) zakres wymiany danych z OSD i ze znaczącymi użytkownikami sieci zgodnie z art. 40 ust. 5;
 - c) dodatkowe wymogi dotyczące grup zapewniających FCR zgodnie z art. 154 ust. 3;
 - d) zwolnienie grup zapewniających FCR z zapewniania FCR zgodnie z art. 154 ust. 4;
 - e) w przypadku obszaru synchronicznego CE i nordyckiego obszaru synchronicznego – propozycja dotycząca przejściowego minimalnego okresu aktywacji, jaki muszą zapewnić dostawcy FCR, przedłożona przez OSP zgodnie z art. 156 ust. 9;
 - f) wymogi techniczne dotyczące FRR określone przez OSP zgodnie z art. 158 ust. 3;
 - g) zakaz zapewniania FRR przez grupy zapewniające FRR zgodnie z art. 159 ust. 7;
 - h) wymogi techniczne dotyczące przyłączania jednostek zapewniających RR i grup zapewniających RR, określone przez OSP zgodnie z art. 161 ust. 3; oraz
 - i) zakaz zapewniania RR przez grupy zapewniające RR zgodnie z art. 162 ust. 6.
5. W przypadku gdy właściwy operator systemu lub OSP musi lub może na podstawie niniejszego rozporządzenia określać lub uzgadniać wymogi niepodlegające przepisom ust. 4, państwa członkowskie mogą wymagać uprzedniego zatwierdzenia takich wymogów przez właściwy organ regulacyjny.

6. Propozycja dotycząca ustanowienia warunków lub metod musi obejmować proponowane ramy czasowe ich wdrożenia oraz opis ich przewidywanego wpływu na realizację celów określonych w niniejszym rozporządzeniu. Propozycje dotyczące ustanowienia warunków lub metod podlegające zatwierdzeniu przez kilka organów regulacyjnych lub wszystkie takie organy przedkłada się jednocześnie Agencji i organom regulacyjnym. Na żądanie właściwych organów regulacyjnych, Agencja wydaje w terminie trzech miesięcy opinię na temat propozycji dotyczących ustanowienia warunków lub metod.

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

8. Jeżeli organy regulacyjne nie osiągną porozumienia w terminie wskazanym w ust. 7 lub jeżeli wystąpią one ze wspólnym wnioskiem w tym zakresie, Agencja podejmuje w terminie sześciu miesięcy decyzję w sprawie przedstawionych propozycji dotyczących ustanowienia warunków lub metod, zgodnie z art. 8 ust. 1 rozporządzenia (WE) nr 713/2009.

9. W przypadku gdy zatwierdzenie warunków lub metod wymaga decyzji jednego wyznaczonego podmiotu zgodnie z ust. 4, wyznaczony podmiot podejmuje decyzję w terminie 6 miesięcy od otrzymania warunków lub metod.

10. 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 7

Zmiany warunków lub metod OSP

1. W przypadku gdy jeden lub większa liczba organów regulacyjnych zażąda wprowadzenia zmiany w celu zatwierdzenia warunków lub metod przedłożonych zgodnie z art. 6 ust. 2 i 3, właściwi OSP przedkładają propozycję dotyczącą zmienionych warunków lub metod do zatwierdzenia w terminie dwóch miesięcy od daty przedstawienia żądania przez organy regulacyjne. Właściwe organy regulacyjne podejmują decyzję w sprawie zmienionych warunków lub metod w terminie dwóch miesięcy od daty ich przedłożenia.

2. W przypadku gdy wyznaczony podmiot zażąda wprowadzenia zmiany w celu zatwierdzenia warunków lub metod przedłożonych zgodnie z art. 6 ust. 4, właściwy OSP przedkłada propozycję dotyczącą zmienionych warunków lub metod do zatwierdzenia w terminie dwóch miesięcy od daty przedstawienia żądania przez wyznaczony podmiot. Wyznaczony podmiot podejmuje decyzję w sprawie zmienionych warunków lub metod w terminie dwóch miesięcy od daty ich przedłożenia.

3. Jeżeli właściwe organy regulacyjne nie będą w stanie osiągnąć porozumienia w sprawie warunków lub metod na podstawie art. 6 ust. 2 i 3 w terminie dwóch miesięcy lub jeżeli wystąpią one ze wspólnym wnioskiem w tym zakresie, Agencja podejmuje w terminie sześciu miesięcy decyzję w sprawie zmienionych warunków lub metod zgodnie z art. 8 ust. 1 rozporządzenia (WE) nr 713/2009. Jeżeli właściwi OSP nie przedłożą propozycji dotyczącej zmienionych warunków lub metod, zastosowanie ma procedura określona w art. 5 ust. 7.

4. OSP odpowiedzialni za opracowanie propozycji dotyczącej warunków lub metod bądź organy regulacyjne lub wyznaczone podmioty odpowiedzialne za jej przyjęcie zgodnie z art. 6 ust. 2, 3 i 4 mogą złożyć wniosek o zmianę tych warunków lub metod. Propozycje dotyczące zmiany warunków lub metod przedkłada się, w stosownych przypadkach, do konsultacji zgodnie z procedurą określoną w art. 11 i zatwierdza zgodnie z procedurą określoną w art. 5 i 6.

Artykuł 8**Publikacja w internecie**

1. OSP odpowiedzialni za określenie warunków lub metod zgodnie z niniejszym rozporządzeniem publikują je w internecie po uzyskaniu zatwierdzenia od właściwych organów regulacyjnych lub, jeżeli takie zatwierdzenie nie jest wymagane, po ich określeniu, chyba że informacje takie uznaje się za poufne zgodnie z art. 12.
2. Publikacja dotyczy również:
 - a) usprawnień narzędzi prowadzenia ruchu sieci zgodnie z art. 55 ust. 1 lit. e);
 - b) parametrów docelowych FRCE zgodnie z art. 128;
 - c) ograniczeń rampowania na poziomie obszaru synchronicznego zgodnie z art. 137 ust. 1;
 - d) ograniczeń rampowania na poziomie bloku LFC zgodnie z art. 137 ust. 3;
 - e) działań podjętych w stanie alarmowym spowodowanym brakiem wystarczających rezerw mocy czynnej zgodnie z art. 152 ust. 11; oraz
 - f) wniosku OSP przyłączającego rezerwy skierowanego do dostawcy FCR o udostępnienie informacji w czasie rzeczywistym zgodnie z art. 154 ust. 11.

Artykuł 9**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. Koszty uznane za 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 10**Zaangażowanie zainteresowanych stron**

Agencja, w ścisłej współpracy z ENTSO-E, podejmuje działania w celu zaangażowania zainteresowanych stron w bezpieczną pracę systemu i inne aspekty wdrażania niniejszego rozporządzenia. Przedmiotowe zaangażowanie obejmuje regularne spotkania z zainteresowanymi stronami w celu zidentyfikowania problemów i zaproponowania ulepszeń w odniesieniu do bezpiecznej pracy systemu.

Artykuł 11**Konsultacje publiczne**

1. OSP odpowiedzialni za przedstawianie propozycji dotyczących ustanowienia warunków lub metod bądź ich zmian zgodnie z niniejszym rozporządzeniem konsultują się z zainteresowanymi stronami, w tym z właściwymi organami każdego państwa członkowskiego, w sprawie projektów propozycji dotyczących ustanowienia warunków lub metod wymienionych w art. 6 ust. 2 i 3. Konsultacje muszą trwać co najmniej jeden miesiąc.
2. Propozycje dotyczące ustanowienia warunków lub metod złożone przez OSP na poziomie unijnym są publikowane i przedkładane do konsultacji publicznych na poziomie unijnym. Propozycje złożone przez OSP na poziomie regionalnym są przedkładane do konsultacji publicznych przynajmniej na poziomie regionalnym. Strony składające propozycje na poziomie dwustronnym lub wielostronnym przeprowadzają konsultacje publiczne przynajmniej w odpowiednich państwach członkowskich.
3. OSP odpowiedzialni za opracowanie propozycji dotyczącej ustanowienia warunków lub metod należycie uwzględniają uwagi zainteresowanych stron wynikające z konsultacji przed jej przedłożeniem organowi regulacyjnemu do zatwierdzenia. We wszystkich przypadkach sporządza się i publikuje w sposób terminowy należyte uzasadnienie przyczyn uwzględnienia lub nieuwzględnienia uwag będących wynikami konsultacji w złożonym dokumencie, przed lub jednocześnie z publikacją propozycji dotyczącej ustanowienia warunków lub metod.

Artykuł 12

Obowiązki w zakresie zachowania 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. Obowiązkowi zachowania tajemnicy zawodowej podlegają wszystkie osoby objęte przepisami niniejszego rozporządzenia.
3. Informacje poufne, które osoby lub organy regulacyjne, o których mowa w ust. 2, otrzymały w trakcie wykonywania swoich obowiązków, nie mogą zostać ujawnione żadnym innym osobom ani organom, bez uszczerbku dla przypadków objętych prawem krajowym, innymi przepisami niniejszego rozporządzenia bądź innymi stosownymi przepisami prawa unijnego.
4. Bez uszczerbku dla przypadków objętych prawem krajowym lub 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 13

Umowy z OSP niepodlegającymi niniejszemu rozporządzeniu

W przypadku gdy obszar synchroniczny obejmuje zarówno OSP z terytorium Unii, jak i z państw trzecich, w terminie 18 miesięcy od daty wejścia w życie niniejszego rozporządzenia 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.

Artykuł 14

Monitorowanie

1. ENTSO-E monitoruje wdrażanie niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 8 ust. 8 rozporządzenia (WE) nr 714/2009. Monitorowanie obejmuje przynajmniej następujące kwestie:
 - a) wskaźniki bezpieczeństwa pracy zgodnie z art. 15;
 - b) regulacja mocy i częstotliwości zgodnie z art. 16;
 - c) ocena koordynacji regionalnej zgodnie z art. 17;
 - d) identyfikacja wszelkich rozbieżności w ramach krajowego wdrażania niniejszego rozporządzenia w odniesieniu do warunków lub metod wymienionych w art. 6 ust. 3;
 - e) identyfikacja dodatkowych usprawnień narzędzi i usług zgodnie z art. 55 lit. a) i b), wykraczających poza usprawnienia określone przez OSP zgodnie z art. 55 lit. e);
 - f) identyfikacja wszelkich niezbędnych usprawnień w sprawozdaniu rocznym na temat skali klasyfikacji incydentów zgodnie z art. 15, które są konieczne, aby wspierać zrównoważone i długoterminowe bezpieczeństwo pracy; oraz
 - g) identyfikacja wszelkich trudności dotyczących współpracy w zakresie bezpiecznej pracy systemu z OSP z państw trzecich.
2. Agencja, we współpracy z ENTSO-E, sporządza w terminie 12 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wykaz istotnych informacji, które mają być przekazane Agencji przez ENTSO-E zgodnie z art. 8 ust. 9 oraz art. 9 ust. 1 rozporządzenia (WE) nr 714/2009. Wykaz istotnych informacji może podlegać aktualizacji. ENTSO-E prowadzi kompleksowe archiwum danych w postaci cyfrowej w znormalizowanym formacie, obejmujące informacje wymagane przez Agencję.
3. Właściwi OSP przekazują ENTSO-E informacje wymagane do wykonywania zadań, o których mowa w ust. 1 i 2.

4. Na podstawie wniosku ze strony organu regulacyjnego OSD przekazują OSP informacje, o których mowa w ust. 2, chyba że informacje te są już dostępne dla organów regulacyjnych, OSP, Agencji lub ENTSO energii elektrycznej w związku z ich odpowiednimi zadaniami dotyczącymi monitorowania wdrożenia, przy czym celem jest uniknięcie dublowania informacji.

Artykuł 15

Sprawozdanie roczne na temat wskaźników bezpieczeństwa pracy

1. Do dnia 30 września ENTSO-E publikuje sprawozdanie roczne w oparciu o skalę klasyfikacji incydentów przyjętą zgodnie z art. 8 ust. 3 lit. a) rozporządzenia (WE) nr 714/2009. Agencja może przekazać swoją opinię dotyczącą formy i treści sprawozdania rocznego, w tym geograficznego zakresu zgłoszonych incydentów, współzależności elektrycznej między obszarami regulacyjnymi OSP i wszelkich istotnych danych historycznych.

2. Do dnia 1 marca OSP każdego państwa członkowskiego muszą przekazać ENTSO-E niezbędne dane oraz informacje na potrzeby przygotowania sprawozdań rocznych w oparciu o skalę klasyfikacji incydentów, o której mowa w ust. 1. Dane przekazywane przez OSP muszą obejmować poprzedni rok.

3. Sprawozdania roczne, o których mowa w ust. 1, muszą zawierać co najmniej następujące wskaźniki bezpieczeństwa pracy istotne dla bezpieczeństwa pracy:

- a) liczba wypadnięć elementów systemu przesyłowego rocznie na jednego OSP;
- b) liczba wypadnięć zakładów wytwarzania energii rocznie na jednego OSP;
- c) energia niedostarczona ze względu na nieplanowane odłączenia instalacji odbiorczych rocznie na jednego OSP;
- d) czas trwania i liczba stanów alarmowych i stanów zagrożenia na jednego OSP;
- e) czas trwania i liczba zidentyfikowanych zdarzeń, w których wystąpił brak rezerwy na jednego OSP;
- f) czas trwania i liczba odchyłeń napięcia przekraczających zakresy z tabel 1 i 2 w załączniku II na jednego OSP;
- g) liczba minut poza standardowym zakresem częstotliwości i liczba minut poza 50 % wartości maksymalnej odchyłki częstotliwości w stanie ustalonym na jeden obszar synchroniczny.
- h) liczba podziałów/wydzienienia systemów lub stanów lokalnego zaniku zasilania; oraz
- i) liczba zaników zasilania obejmujących co najmniej dwa OSP.

4. Sprawozdanie roczne, o którym mowa w ust. 1, musi zawierać następujące wskaźniki bezpieczeństwa pracy istotne dla planowania operacyjnego:

- a) liczba zdarzeń, w których incydent znajdujący się w wykazie zdarzeń awaryjnych spowodował pogorszenie stanu pracy systemu;
- b) liczba zdarzeń, o których mowa w lit. a), w których pogorszenie warunków pracy systemu nastąpiło w wyniku nieoczekiwanych rozbieżności prognoz obciążenia lub wytwarzania;
- c) liczba zdarzeń, w których doszło do pogorszenia warunków pracy systemu z powodu wyjątkowego zdarzenia awaryjnego;
- d) liczba zdarzeń, o których mowa w lit. c), w których pogorszenie warunków pracy systemu nastąpiło w wyniku nieoczekiwanych rozbieżności prognoz obciążenia lub wytwarzania; oraz
- e) liczba zdarzeń prowadzących do pogorszenia warunków pracy systemu ze względu na brak rezerw mocy czynnej.

5. Sprawozdania roczne muszą zawierać wyjaśnienia przyczyn incydentów o kategorii bezpieczeństwa pracy 2 i 3 zgodnie z klasyfikacją incydentów przyjętą przez ENTSO-E. Wyjaśnienia te muszą się opierać na badaniu incydentów przez OSP, który to proces musi być określony w skali klasyfikacji incydentów. OSP muszą zawiadomić stosowne organy regulacyjne o badaniu w odpowiednim czasie, zanim zostanie ono wszczęte. Organy regulacyjne i Agencja mogą, na własne żądanie, uczestniczyć w badaniu.

Artykuł 16

Sprawozdanie roczne na temat regulacji mocy i częstotliwości

1. Do dnia 30 września ENTSO-E publikuje sprawozdanie roczne na temat regulacji mocy i częstotliwości w oparciu o informacje dostarczone przez OSP zgodnie z ust. 2. Sprawozdanie roczne na temat regulacji mocy i częstotliwości zawiera informacje wymienione w ust. 2 w odniesieniu do każdego państwa członkowskiego.
2. Począwszy od dnia 14 września 2018 r., OSP każdego państwa członkowskiego przekazują ENTSO-E, do dnia 1 marca każdego roku, następujące informacje dotyczące poprzedniego roku:
 - a) identyfikacja bloków LFC, obszarów LFC i obszarów monitorowania w państwie członkowskim;
 - b) identyfikacja bloków LFC, które nie znajdują się na terytorium państwa członkowskiego i które obejmują obszary LFC i obszary monitorowania znajdujące się w danym państwie członkowskim;
 - c) identyfikacja obszarów synchronicznych, do których należy każde państwo członkowskie;
 - d) dane dotyczące kryteriów oceny jakości częstotliwości dla każdego obszaru synchronicznego i każdego bloku LFC, o których mowa w lit. a), b) i c), co najmniej za każdy miesiąc dwóch poprzednich lat kalendarzowych;
 - e) zobowiązanie FCR i wstępne zobowiązanie FCR każdego OSP prowadzącego działalność w danym państwie członkowskim, za każdy miesiąc co najmniej dwóch poprzednich lat kalendarzowych; oraz
 - f) opis i data wdrożenia wszelkich środków łagodzących i wymogów dotyczących rampowania w celu złagodzenia deterministycznych odchyłek częstotliwości w poprzednim roku kalendarzowym zgodnie z art. 137 i 138, w których brały udział OSP danego państwa członkowskiego.
3. Dane przekazywane przez OSP muszą obejmować poprzedni rok. Informacje dotyczące obszarów synchronicznych, bloków LFC, obszarów LFC i obszarów monitorowania, o których mowa w lit. a), b) i c), podaje się jeden raz. W przypadku zmiany tych obszarów informacje te podaje się do dnia 1 marca następnego roku.
4. W stosownych przypadkach wszyscy OSP obszaru synchronicznego lub bloku LFC współpracują przy gromadzeniu danych wymienionych w ust. 2.

Artykuł 17

Sprawozdanie roczne na temat oceny koordynacji regionalnej

1. Do dnia 30 września ENTSO-E publikuje sprawozdanie roczne na temat oceny koordynacji regionalnej w oparciu o sprawozdania roczne na temat oceny koordynacji regionalnej przedstawione przez regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa zgodnie z ust. 2, dokonuje oceny wszelkich kwestii związanych z interoperacyjnością i proponuje zmiany mające na celu poprawę efektywności i skuteczności koordynacji pracy systemu.
2. Do dnia 1 marca każdy regionalny koordynator bezpieczeństwa przygotowuje i przedkłada ENTSO-E sprawozdanie roczne, które zawiera następujące informacje dotyczące realizowanych przez niego zadań:
 - a) liczba zdarzeń, średni czas trwania i powody niewywiązania się z funkcji;
 - b) statystyki dotyczące ograniczeń, w tym ich czas trwania, miejsce i liczba wystąpień wraz z powiązanymi uruchomionymi działaniami zaradczymi i ich kosztami, jeśli takowe zostały poniesione;
 - c) liczba przypadków, w których OSP odmawiają wdrożenia działań zaradczych zalecanych przez regionalnego koordynatora bezpieczeństwa i ich powody;
 - d) liczba niezgodności wyłączeń stwierdzonych zgodnie z art. 80; oraz
 - e) opis przypadków, w których został stwierdzony brak wystarczalności regionalnej, a opis działań łagodzących został sporządzony.
3. Dane przekazywane ENTSO-E przez regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa obejmują poprzedni rok.

CZĘŚĆ II

BEZPIECZEŃSTWO PRACY

TYTUŁ 1

WYMOGI DOTYCZĄCE BEZPIECZEŃSTWA PRACY

ROZDZIAŁ 1

Stany systemu, działania zaradcze i granice bezpieczeństwa pracy

Artykuł 18

Klasyfikacja stanów systemu

1. System przesyłowy znajduje się w stanie normalnym, gdy spełnione są wszystkie następujące warunki:
 - a) napięcie i przepływy mocy mieszczą się w granicach bezpieczeństwa pracy określonych zgodnie z art. 25;
 - b) częstotliwość spełnia następujące kryteria:
 - (i) odchyłka częstotliwości systemu w stanie ustalonym mieści się w standardowym zakresie częstotliwości; lub
 - (ii) wartość bezwzględna odchyłki częstotliwości systemu w stanie ustalonym jest nie większa niż maksymalna quasi-stacjonarna odchyłka częstotliwości w stanie ustalonym, a limity częstotliwości systemu ustanowione dla stanu alarmowego nie zostały osiągnięte;
 - c) rezerwy mocy czynnej i biernej są odpowiednie, aby wytrzymać zdarzenia awaryjne z wykazu zdarzeń awaryjnych określonego zgodnie z art. 33 bez naruszania granic bezpieczeństwa pracy;
 - d) funkcjonowanie obszaru regulacyjnego odpowiedniego OSP jest i pozostanie w granicach bezpieczeństwa pracy po uruchomieniu działań zaradczych w następstwie wystąpienia zdarzenia awaryjnego z wykazu zdarzeń awaryjnych określonego zgodnie z art. 33.
2. System przesyłowy znajduje się w stanie alarmowym, gdy:
 - a) napięcie i przepływy mocy mieszczą się w granicach bezpieczeństwa pracy określonych zgodnie z art. 25; oraz
 - b) rezerwa mocy OSP zostaje zmniejszona o więcej niż 20 % przez czas dłuższy niż 30 minut i nie ma środków do skompensowania tego zmniejszenia w pracy systemu w czasie rzeczywistym; lub
 - c) częstotliwość spełnia następujące kryteria:
 - (i) wartość bezwzględna odchyłki częstotliwości systemu w stanie ustalonym jest nie większa niż maksymalna odchyłka częstotliwości w stanie ustalonym; oraz
 - (ii) wartość bezwzględna odchyłki częstotliwości systemu w stanie ustalonym w sposób ciągły przekracza 50 % maksymalnej odchyłki częstotliwości w stanie ustalonym w okresie dłuższym niż czas aktywacji stanu alarmowego lub standardowego zakresu częstotliwości w okresie dłuższym niż czas odbudowy częstotliwości; lub
 - d) co najmniej jedno zdarzenie awaryjne z wykazu zdarzeń awaryjnych określonego zgodnie z art. 33 prowadzi do naruszenia granic bezpieczeństwa pracy OSP nawet po uruchomieniu działań zaradczych.
3. System przesyłowy znajduje się w stanie zagrożenia, gdy spełniony jest przynajmniej jeden z poniższych warunków:
 - a) występuje co najmniej jedno naruszenie granic bezpieczeństwa pracy OSP określonych zgodnie z art. 25;
 - b) częstotliwość nie spełnia kryteriów dla stanu normalnego i stanu alarmowego określonych zgodnie z ust. 1 i 2;
 - c) uruchomiono przynajmniej jeden środek z planu obrony systemu OSP;
 - d) wystąpiła awaria funkcjonowania narzędzi, środków i urządzeń określonych zgodnie z art. 24 ust. 1, skutkująca niedostępnością tych narzędzi, środków i urządzeń przez okres dłuższy niż 30 minut.

4. System przesyłowy znajduje się w stanie zaniku zasilania, gdy spełniony jest przynajmniej jeden z poniższych warunków:

- a) utrata więcej niż 50 % odbioru na obszarze regulacyjnym odpowiedniego OSP;
- b) całkowity brak napięcia przez co najmniej trzy minuty w obszarze regulacyjnym odpowiedniego OSP, skutkujący uruchomieniem planów odbudowy.

OSP z obszarów synchronicznych GB i IE/Ni mogą przygotować propozycję określającą poziom utraty odbioru, przy którym system przesyłowy znajduje się w stanie zaniku zasilania. OSP z obszarów synchronicznych GB i IE/Ni powiadamiają o takim przypadku ENTSO-E.

5. System przesyłowy znajduje się w stanie odbudowy systemu, gdy OSP znajdujący się w stanie zagrożenia lub w stanie zaniku zasilania zaczął uruchamiać środki ze swojego planu odbudowy.

Artykuł 19

Monitorowanie i określanie stanów systemu przez OSP

1. Każdy OSP określa w czasie rzeczywistym stan swojego systemu przesyłowego.
2. Każdy OSP monitoruje następujące parametry systemu przesyłowego w swoim obszarze regulacyjnym w czasie rzeczywistym, w oparciu o pomiary telemetryczne w czasie rzeczywistym lub wartości wyznaczone w ramach swojego obszaru obserwowalności, z uwzględnieniem danych strukturalnych i danych czasu rzeczywistego zgodnie z art. 42:
 - a) rozpiętość mocy czynnej i mocy biernej;
 - b) napięcia na szynach zbiorczych;
 - c) częstotliwość i błąd regulacyjny odbudowy częstotliwości swojego obszaru regulacyjnego;
 - d) rezerwy mocy czynnej i mocy biernej; oraz
 - e) wytwarzanie i obciążenie.
3. Aby określić stan systemu, każdy OSP przeprowadza analizę zdarzeń awaryjnych przynajmniej raz na 15 minut, monitorując parametry systemu przesyłowego określone zgodnie z ust. 2 w odniesieniu do granic bezpieczeństwa pracy określonych zgodnie z art. 25 oraz kryteriów dla stanów systemu określonych zgodnie z art. 18. Każdy OSP monitoruje również poziom dostępnych rezerw w odniesieniu do rezerwy mocy. Przeprowadzając analizę zdarzeń awaryjnych, każdy OSP bierze pod uwagę skutki działań zaradczych i środków z planu obrony systemu.
4. Jeżeli system przesyłowy nie znajduje się w stanie normalnym oraz jeżeli ten stan systemu jest klasyfikowany jako stan rozległy, OSP:
 - a) informuje wszystkich OSP o stanie systemu przesyłowego za pośrednictwem narzędzia informatycznego wymiany danych w czasie rzeczywistym na szczeblu ogólnoeuropejskim; oraz
 - b) zapewnia przedmiotowym OSP dodatkowe informacje o elementach swojego systemu przesyłowego będących częścią obszaru obserwowalności innych OSP.

Artykuł 20

Działania zaradcze w czasie pracy systemu

1. Każdy OSP dokłada starań, aby jego system przesyłowy pozostawał w stanie normalnym, i odpowiada za zarządzanie naruszeniami bezpieczeństwa pracy. Aby osiągnąć ten cel, każdy OSP opracowuje, przygotowuje i uruchamia działania zaradcze z uwzględnieniem ich dostępności, czasu i zasobów potrzebnych do ich uruchomienia oraz wszelkich warunków zewnętrznych w stosunku do systemu przesyłowego o istotnym znaczeniu dla danego działania zaradczego.
2. Działania zaradcze stosowane przez OSP w czasie pracy systemu zgodnie z ust. 1 oraz z art. 21–23 niniejszego rozporządzenia muszą być spójne z działaniami zaradczymi uwzględnianymi w ramach wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z art. 25 rozporządzenia (UE) 2015/1222.

Artykuł 21

Zasady i kryteria mające zastosowanie do działań zaradczych

1. Każdy OSP stosuje poniższe zasady przy uruchamianiu i koordynowaniu działań zaradczych zgodnie z art. 23:
 - a) w odniesieniu do naruszeń bezpieczeństwa pracy, które nie wymagają zarządzania w skoordynowany sposób, OSP opracowuje, przygotowuje i uruchamia działania zaradcze w celu przywrócenia systemu do stanu normalnego i zapobieżenia rozprzestrzenianiu się stanu alarmowego lub stanu zagrożenia poza obszar regulacyjny OSP z uwzględnieniem kategorii określonych w art. 22;
 - b) w odniesieniu do naruszeń bezpieczeństwa pracy, które wymagają zarządzania w skoordynowany sposób, OSP opracowuje, przygotowuje i uruchamia działania zaradcze w porozumieniu z innymi odpowiednimi OSP, przy zastosowaniu metod dotyczących skoordynowanego przygotowywania działań zaradczych, określonych w art. 76 ust. 1 lit. b), a także z uwzględnieniem zalecenia regionalnego koordynatora bezpieczeństwa zgodnie z art. 78 ust. 4.
2. Przy wyborze odpowiednich działań zaradczych każdy OSP stosuje następujące kryteria:
 - a) uruchomienie najbardziej skutecznych i efektywnych ekonomicznie działań zaradczych;
 - b) uruchomienie działań zaradczych w czasie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego, przy uwzględnieniu przewidywanego czasu uruchomienia i pilności sytuacji związanej z pracą systemu, którą takie działania mają rozwiązać;
 - c) rozważenie ryzyka wystąpienia awarii przy stosowaniu dostępnych działań zaradczych i ich wpływu na bezpieczeństwo pracy, np.:
 - (i) ryzyka awarii lub zwarcia przy zmianie topologii;
 - (ii) ryzyka wyłączeń spowodowanego zmianami mocy czynnej i biernej w modułach wytwarzania energii lub instalacjach odbiorczych; oraz
 - (iii) ryzyka wadliwego działania spowodowanego zachowaniem urządzeń;
 - d) preferowanie działań zaradczych, które uwalniają największe międzyobszarowe zdolności przesyłowe na potrzeby alokacji zdolności przesyłowych, przy jednoczesnym zachowaniu wszystkich granic bezpieczeństwa pracy.

Artykuł 22

Kategorie działań zaradczych

1. Każdy OSP stosuje następujące kategorie działań zaradczych:
 - a) modyfikacja czasu trwania planowanego wyłączenia lub powrotu do pracy elementów systemu przesyłowego w celu osiągnięcia dyspozycyjności operacyjnej takich elementów systemu przesyłowego;
 - b) aktywny wpływ na rozpląty mocy poprzez:
 - (i) zmiany zaczepów transformatorów;
 - (ii) zmiany zaczepów przesuwników fazowych;
 - (iii) modyfikacje topologii;
 - c) regulacja napięcia i zarządzanie mocą bierną poprzez:
 - (i) zmiany zaczepów transformatorów elektroenergetycznych;
 - (ii) załączanie baterii kondensatorów i dławików;
 - (iii) załączanie urządzeń energoelektronicznych do regulacji napięcia i zarządzania mocą bierną;

- (iv) wydanie OSD przyłączonym do systemu przesyłowego i znaczącym użytkownikom sieci polecenia zablokowania automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej transformatorów lub uruchomienia w ich instalacjach działań zaradczych określonych w ppkt (i)–(iii), jeżeli pogorszenie jakości napięcia zagraża bezpieczeństwu pracy lub może prowadzić do załamania napięcia w systemie przesyłowym;
 - (v) żądanie zmiany generowanej mocy biernej lub nastawy napięcia synchronicznych modułów wytwarzania energii przyłączonych do systemu przesyłowego;
 - (vi) żądanie zmiany generowanej mocy biernej konwerterów niesynchronicznych modułów wytwarzania energii przyłączonych do systemu przesyłowego;
- d) ponowne wyznaczenie międzyobszarowych zdolności przesyłowych na następny dzień i bieżący dzień zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2015/1222;
- e) redysponowanie użytkowników sieci przyłączonych do systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w obszarze regulacyjnym OSP pomiędzy dwóch lub więcej OSP;
- f) prowadzenie zakupów przeciwnych pomiędzy co najmniej dwoma obszarami rynkowymi;
- g) korekta przepływów mocy czynnej przez systemy HVDC;
- h) uruchomienie procedur zarządzania odchyłkami częstotliwości;
- i) ograniczenie, zgodnie z art. 16 ust. 2 rozporządzenia (WE) nr 714/2009, wcześniej alokowanych międzyobszarowych zdolności przesyłowych w sytuacji awaryjnej, gdy wykorzystanie zdolności przesyłowych stanowi zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy, wszyscy OSP w danym połączeniu międzysystemowym zgadzają się na taką korektę, a redysponowanie lub zakupy przeciwne nie są możliwe; oraz
- j) w stosownych przypadkach, z uwzględnieniem stanu normalnego lub stanu alarmowego, ręczny zrzut obciążenia.

2. Jeżeli jest to konieczne i uzasadnione w celu utrzymania bezpieczeństwa pracy, każdy OSP może przygotować i uruchomić dodatkowe działania zaradcze. OSP musi zgłaszać i uzasadniać takie przypadki właściwemu organowi regulacyjnemu, a w stosownych przypadkach – państwu członkowskiemu, przynajmniej raz w roku po uruchomieniu dodatkowych działań zaradczych. Odpowiednie sprawozdania i uzasadnienia muszą być również publikowane. Komisja Europejska lub Agencja mogą zażądać od właściwego organu regulacyjnego przedłożenia dodatkowych informacji dotyczących uruchomienia dodatkowych działań zaradczych w przypadkach, gdy mają one wpływ na sąsiedni system przesyłowy.

Artykuł 23

Przygotowanie, uruchomienie i koordynacja działań zaradczych

1. Każdy OSP przygotowuje i uruchamia działania zaradcze zgodnie z kryteriami określonymi w art. 21 ust. 2, aby zapobiec pogorszeniu się stanu systemu, na podstawie następujących elementów:

- a) monitorowanie i określanie stanów systemu zgodnie z art. 19;
- b) analiza zdarzeń awaryjnych w czasie rzeczywistym zgodnie z art. 34; oraz
- c) analiza zdarzeń awaryjnych w planowaniu operacyjnym zgodnie z art. 72.

2. Przygotowując i uruchamiając działania zaradcze, w tym redysponowanie lub zakupy przeciwne zgodnie z art. 25 i 35 rozporządzenia (UE) 2015/1222 lub procedurę z planu obrony systemu OSP, która ma wpływ na innych OSP, właściwy OSP dokonuje, w porozumieniu z odpowiednimi OSP, oceny skutków takiego działania zaradczego lub takiego środka w swoim obszarze regulacyjnym i poza nim, zgodnie z art. 75 ust. 1, art. 76 ust. 1 lit. b) oraz art. 78 ust. 1, 2 i 4, a także przekazuje odpowiednim OSP informacje o takich skutkach.

3. Przygotowując i uruchamiając działania zaradcze, które mają wpływ na SGU i OSD przyłączonych do systemu przesyłowego, każdy OSP musi, jeżeli jego system przesyłowy znajduje się w stanie normalnym lub w stanie alarmowym, dokonać oceny skutków takich działań zaradczych w porozumieniu z zainteresowanymi SGU i OSD oraz wybrać działania zaradcze, które przyczyniają się do utrzymania stanu normalnego i bezpiecznej pracy wszystkich zainteresowanych stron. Każdy zainteresowany SGU i OSD przekazuje OSP wszystkie konieczne informacje do celów powyższego porozumienia.

4. Przygotowując i uruchamiając działania zaradcze, każdy OSP musi, jeżeli jego system przesyłowy nie znajduje się w stanie normalnym lub w stanie alarmowym, koordynować w możliwym stopniu takie działania zaradcze z zainteresowanymi SGU i OSD przyłączonymi do systemu przesyłowego w celu utrzymania bezpieczeństwa pracy i integralności systemu przesyłowego.

Jeżeli OSP uruchamia działanie zaradcze, wszyscy SGU i OSD przyłączeni do systemu przesyłowego, na których mają one wpływ, wykonują polecenia wydawane przez OSP.

5. Jeżeli ograniczenia mają jedynie skutki dla stanu lokalnego w obszarze regulacyjnym OSP i naruszenia bezpieczeństwa pracy nie muszą być zarządzane w skoordynowany sposób, OSP odpowiedzialny za zarządzanie nimi może podjąć decyzję o nieuruchomianiu kosztowych działań zaradczych w celu złagodzenia skutków.

Artykuł 24

Dostępność środków, narzędzi i urządzeń po stronie OSP

1. Każdy OSP zapewnia dostępność, niezawodność i rezerwowanie następujących elementów:

- a) urządzenia do monitorowania stanu systemu przesyłowego, z uwzględnieniem aplikacji do estymacji stanu i urządzeń do regulacji mocy i częstotliwości;
- b) środki służące dla przełączania wyłączników, wyłączników sprzęgłowych, przełączników zaczepek transformatora i innych urządzeń służących do sterowania elementami systemu przesyłowego;
- c) środki łączności z punktami dyspozytorskimi innych OSP i RSC;
- d) narzędzia do analizy bezpieczeństwa pracy; oraz
- e) narzędzia i środki łączności potrzebne OSP do ułatwiania transgranicznych operacji rynkowych.

2. Jeżeli narzędzia, środki i urządzenia OSP, o których mowa w ust. 1, mają wpływ na OSD lub SGU przyłączonych do systemu przesyłowego, którzy biorą udział w zapewnianiu usług bilansujących, usług systemowych lub w obronie systemu lub w odbudowie systemu lub w zapewnianiu danych operacyjnych w czasie rzeczywistym zgodnie z art. 44, 47, 50, 51 i 52, właściwy OSP i przedmiotowi OSD oraz SGU współpracują ze sobą i prowadzą koordynację, aby określić i zapewnić dostępność, niezawodność i rezerwowanie takich narzędzi, środków i urządzeń.

3. W terminie 18 miesięcy po wejściu w życie niniejszego rozporządzenia każdy OSP przyjmuje plan ciągłości działania określający jego reakcje na utratę krytycznych narzędzi, środków i urządzeń, zawierający postanowienia dotyczące ich utrzymania, wymiany i rozwoju. Każdy OSP weryfikuje i w razie potrzeby aktualizuje swój plan ciągłości działania przynajmniej raz w roku, a w każdym razie po każdej istotnej zmianie krytycznych narzędzi, środków i urządzeń lub istotnych warunków pracy systemu. OSP udostępnia części planu ciągłości działania, które dotyczą OSD i SGU, odpowiednim OSD i SGU.

Artykuł 25

Wymogi dotyczące granic bezpieczeństwa pracy

1. Każdy OSP określa granice bezpieczeństwa pracy dla każdego elementu swojego systemu przesyłowego, biorąc pod uwagę przynajmniej następujące charakterystyki fizyczne:

- a) limity napięciowe zgodnie z art. 27;
- b) limity prądu zwarciovego zgodnie z art. 30; oraz
- c) limity prądowe pod względem obciążalności cieplnej, z uwzględnieniem przejściowych dopuszczalnych przeciążeń.

2. Przy określaniu granic bezpieczeństwa pracy każdy OSP uwzględnia możliwości SGU w celu zapobiegania sytuacjom, w których zakresy napięcia i limity częstotliwości w stanie normalnym i stanie alarmowym doprowadziłyby do ich odłączenia.
3. W przypadku zmian jednego z elementów systemu przesyłowego każdy OSP weryfikuje i w razie konieczności aktualizuje granice bezpieczeństwa pracy.
4. Dla każdego połączenia równoległego każdy OSP uzgadnia z sąsiednimi OSP wspólne granice bezpieczeństwa pracy zgodnie z ust. 1.

Artykuł 26

Plan bezpieczeństwa do celów ochrony infrastruktury krytycznej

1. Każdy OSP określa, biorąc pod uwagę art. 5 dyrektywy Rady 2008/114/WE (¹), poufny plan bezpieczeństwa zawierający ocenę ryzyka elementów będących własnością OSP lub eksploatowanych przez OSP, obejmujący scenariusze największych zagrożeń fizycznych lub cybernetycznych określone przez państwo członkowskie.
2. Plan bezpieczeństwa musi uwzględniać potencjalny wpływ na wzajemnie połączone europejskie systemy przesyłowe oraz zawierać środki organizacyjne i fizyczne mające na celu złagodzenie zidentyfikowanych zagrożeń.
3. Każdy OSP dokonuje regularnie przeglądu planu bezpieczeństwa w celu uwzględnienia scenariuszy zagrożeń i odzwierciedlenia rozwoju systemu przesyłowego.

ROZDZIAŁ 2

Regulacja napięcia i zarządzanie mocą bierną

Artykuł 27

Obowiązki wszystkich OSP w zakresie limitów napięciowych

1. Zgodnie z art. 18 każdy OSP dokłada starań w celu zapewnienia utrzymania napięcia podczas stanu normalnego w stanie ustalonym w punktach przyłączenia systemu przesyłowego w zakresach określonych w tabelach 1 i 2 w załączniku II.
2. Jeżeli właściwy OSP w Hiszpanii wymaga, zgodnie z art. 16 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2016/631, aby moduły wytwarzania energii podłączone do napięcia znamionowego o wartościach od 300 kV do 400 kV pozostawały przyłączone w zakresie napięcia od 1,05 do 1,0875 pu przez nieokreślony czas, właściwy OSP w Hiszpanii uwzględnia taki dodatkowy zakres napięcia przy spełnianiu wymogów ust. 1.
3. Każdy OSP określa wartości bazowe napięcia na jednostkę względną (pu).
4. Każdy OSP dokłada starań w celu zapewnienia utrzymania napięcia podczas stanu normalnego i po wystąpieniu zdarzenia awaryjnego w ramach szerszych zakresów napięcia przez określony czas pracy, jeżeli istnieje porozumienie dotyczące tych szerszych zakresów napięcia z OSD przyłączonymi do systemu przesyłowego, właścicielami zakładów wytwarzania energii zgodnie z art. 16 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2016/631 lub właścicielami systemów HVDC zgodnie z art. 18 rozporządzenia (UE) 2016/1447.
5. Każdy OSP uzgadnia z OSD przyłączonymi do systemu przesyłowego i znaczącymi użytkownikami sieci przyłączonymi do systemu przesyłowego zakresy napięcia w punktach przyłączenia o napięciu niższym niż 110 kV, jeżeli takie zakresy napięcia są istotne dla utrzymania granic bezpieczeństwa pracy. Każdy OSP dokłada starań w celu zapewnienia utrzymania napięcia w ustalonym zakresie podczas stanu normalnego i po wystąpieniu zdarzenia awaryjnego.

(¹) Dyrektywa Rady 2008/114/WE z dnia 8 grudnia 2008 r. w sprawie rozpoznawania i wyznaczania europejskiej infrastruktury krytycznej oraz oceny potrzeb w zakresie poprawy jej ochrony (Dz.U. L 345 z 23.12.2008, s. 75).

Artykuł 28

Obowiązki SGU dotyczące regulacji napięcia i zarządzania mocą bierną w czasie pracy systemu

1. W terminie 3 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy SGU, którzy są modułami wytwarzania energii przyłączonymi do systemu przesyłowego niepodlegającymi przepisom art. 16 rozporządzenia (UE) 2016/631 lub którzy są systemami HVDC niepodlegającymi przepisom art. 18 rozporządzenia (UE) 2016/1447, informują swojego OSP o swoich zdolnościach w porównaniu z wymogami w zakresie napięcia określonymi w art. 16 rozporządzenia (UE) 2016/631 lub w art. 18 rozporządzenia (UE) 2016/1447, deklarując swoje zdolności w zakresie napięcia i czasu, który mogą wytrzymać bez odłączenia.
2. SGU, którzy są instalacjami odbiorczymi podlegającymi wymogom art. 3 rozporządzenia (UE) 2016/1388, nie mogą się odłączać z powodu zakłócenia mieszczącego się w zakresach napięcia, o których mowa w art. 27. W terminie 3 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia SGU, którzy są instalacjami odbiorczymi przyłączonymi do systemu przesyłowego niepodlegającymi przepisom art. 3 rozporządzenia (UE) 2016/1388, informują swojego OSP o swoich zdolnościach w odniesieniu do wymogów w zakresie napięcia określonych w załączniku II do rozporządzenia (UE) 2016/1388, deklarując swoje zdolności w zakresie napięcia i czasu, który mogą wytrzymać bez odłączenia.
3. Każdy SGU, który jest instalacją odbiorczą przyłączoną do systemu przesyłowego, utrzymuje nastawy mocy biernej, zakresy współczynnika mocy i nastawy napięcia na potrzeby regulacji napięcia, w zakresie uzgodnionym ze swoim OSP zgodnie z art. 27.

Artykuł 29

Obowiązki wszystkich OSP dotyczące regulacji napięcia i zarządzania mocą bierną w czasie pracy systemu

1. Jeżeli napięcie w punkcie przyłączenia do systemu przesyłowego wykracza poza zakresy określone w tabelach 1 i 2 w załączniku II do niniejszego rozporządzenia, każdy OSP stosuje działania zaradcze w zakresie regulacji napięcia i zarządzania mocą bierną zgodnie z art. 22 ust. 1 lit. c) niniejszego rozporządzenia, aby przywrócić napięcie w punkcie przyłączenia w zakresie określonym w załączniku II i w przedziale czasu określonym w art. 16 rozporządzenia (UE) 2016/631 i art. 13 rozporządzenia (UE) 2016/1388.
2. Każdy OSP uwzględnia w swojej analizie bezpieczeństwa pracy wartości napięcia, przy których SGU przyłączeni do systemu przesyłowego niepodlegający wymogom rozporządzenia (UE) 2016/631 lub rozporządzenia (UE) 2016/1388 mogą zostać odłączeni.
3. Każdy OSP zapewnia rezerwę mocy biernej o odpowiedniej wielkości i odpowiednim czasie reakcji, w celu utrzymania napięć w swoim obszarze regulacyjnym i na połączeniach wzajemnych w zakresach określonych w załączniku II.
4. OSP połączeni za pomocą połączeń równoległych wspólnie określają odpowiedni sposób regulacji napięcia w celu zapewnienia przestrzegania wspólnych granic bezpieczeństwa pracy określonych zgodnie z art. 25 ust. 4.
5. Każdy OSP uzgadnia z każdym OSD przyłączonym do systemu przesyłowego nastawy mocy biernej, zakresy współczynnika mocy i nastawy napięcia na potrzeby regulacji napięcia w punkcie przyłączenia między OSP i OSD zgodnie z art. 15 rozporządzenia (UE) 2016/1388. Aby zagwarantować, że powyższe parametry zostaną utrzymane, każdy OSD przyłączony do systemu przesyłowego wykorzystuje swoje zasoby mocy biernej i ma prawo do wydawania poleceń dotyczących regulacji napięcia SGU przyłączonym do systemu dystrybucyjnego.
6. Każdy OSP jest uprawniony do korzystania ze wszystkich dostępnych zdolności w zakresie mocy biernej przyłączonych do systemu przesyłowego w obrębie swojego obszaru regulacyjnego na potrzeby efektywnego zarządzania mocą bierną i utrzymania zakresów napięcia określonych w tabelach 1 i 2 w załączniku II do niniejszego rozporządzenia.
7. Każdy OSP, bezpośrednio lub pośrednio, w porozumieniu z OSD przyłączonym do systemu przesyłowego, prowadzi ruch źródeł mocy biernej w ramach swojego obszaru regulacyjnego, włącznie z blokowaniem automatycznej regulacji napięcia/mocy biernej transformatorów, zmniejszaniem napięcia i odłączaniem odbiorów przy niskim napięciu, w celu zachowania granic bezpieczeństwa pracy i zapobiegania załamaniu napięcia w systemie przesyłowym.

8. Każdy OSP określa działania w zakresie regulacji napięcia w porozumieniu z SGU i OSD przyłączonymi do systemu przesyłowego oraz z sąsiednimi OSP.

9. Jeżeli jest to istotne dla regulacji napięcia i zarządzania mocą bierną systemu przesyłowego, OSP może, w porozumieniu z OSD, zażądać od SGU przyłączonego do systemu dystrybucyjnego wykonania poleceń dotyczących regulacji napięcia.

ROZDZIAŁ 3

Zarządzanie prądem zwarciovym

Artykuł 30

Prąd zwarciovym

Każdy OSP określa:

- a) maksymalną wartość prądu zwarciovym, przy której następuje przekroczenie znamionowej zdolności wyłączników liniowych i innych urządzeń; oraz
- b) minimalną wartość prądu zwarciovym na potrzeby prawidłowego działania urządzeń automatyki zabezpieczeniowej.

Artykuł 31

Obliczenia zwarciovym i powiązane działania

1. Każdy OSP wyznacza wartość prądu zwarciovym w celu oceny wpływu sąsiednich OSP i SGU przyłączonych do systemu przesyłowego oraz systemów dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego, w tym zamkniętych systemów dystrybucyjnych, na poziomy prądów zwarciovym w systemie przesyłowym. W przypadku gdy system dystrybucyjny przyłączony do systemu przesyłowego, w tym zamknięty system dystrybucyjny, ma wpływ na poziomy prądu zwarciovym, uwzględnia się go przy wyznaczaniu wartości prądu zwarciovym systemu przesyłowego.
2. Przy wyznaczaniu wartości prądu zwarciovym każdy OSP:
 - a) korzysta z najdokładniejszych dostępnych danych o wysokiej jakości;
 - b) uwzględnia normy międzynarodowe; oraz
 - c) jako podstawę do wyznaczenia maksymalnej wartości prądu zwarciovym uwzględnia takie warunki pracy, które zapewniają najwyższy możliwy poziom prądu zwarciovym, w tym prąd zwarciovym z innych systemów przesyłowych i systemów dystrybucyjnych, łącznie z zamkniętymi systemami dystrybucyjnymi.
3. Każdy OSP stosuje środki operacyjne lub inne środki, aby zapobiec odchyleniom od maksymalnych i minimalnych limitów prądu zwarciovym, o których mowa w art. 30, we wszystkich przedziałach czasowych i dla wszystkich urządzeń automatyki zabezpieczeniowej. W przypadku wystąpienia takiego odchylenia każdy OSP uruchamia działania zaradcze lub stosuje inne środki, aby zapewnić przywrócenie limitów, o których mowa w art. 30. Odchylenie od tych limitów jest dozwolone wyłącznie podczas przełączeń.

ROZDZIAŁ 4

Zarządzanie przepływami mocy

Artykuł 32

Limity przepływów mocy

1. Każdy OSP utrzymuje przepływy mocy w określonych granicach bezpieczeństwa pracy, gdy system jest w stanie normalnym i po wystąpieniu zdarzenia awaryjnego z wykazu zdarzeń awaryjnych, o którym mowa w art. 33 ust. 1.

2. W sytuacji (N-1) w stanie normalnym każdy OSP utrzymuje przepływy mocy w ramach przejściowych dopuszczalnych przeciążeń, o których mowa w art. 25 ust. 1 lit. c), przygotowawszy działania zaradcze, jakie mają być stosowane i realizowane w przedziale czasowym przewidzianym dla przejściowych dopuszczalnych przeciążeń.

ROZDZIAŁ 5

Analiza zdarzeń awaryjnych i postępowanie w przypadku ich wystąpienia

Artykuł 33

Wykazy zdarzeń awaryjnych

1. Każdy OSP ustanawia wykaz zdarzeń awaryjnych zawierający wewnętrzne i zewnętrzne zdarzenia awaryjne w jego obszarze obserwowalności, oceniając, czy którekolwiek z tych zdarzeń awaryjnych zagraża bezpieczeństwu pracy obszaru regulacyjnego danego OSP. Wykaz zdarzeń awaryjnych musi obejmować zarówno zwykłe zdarzenia awaryjne, jak i wyjątkowe zdarzenia awaryjne zidentyfikowane poprzez zastosowanie metody opracowanej na podstawie art. 75.
2. W celu ustanowienia wykazu zdarzeń awaryjnych każdy OSP klasyfikuje każde zdarzenie awaryjne na podstawie tego, czy ma ono charakter zwykły, wyjątkowy czy pozazakresowy, biorąc pod uwagę prawdopodobieństwo wystąpienia oraz następujące zasady:
 - a) każdy OSP dokonuje klasyfikacji zdarzeń awaryjnych w swoim obszarze regulacyjnym;
 - b) jeżeli warunki operacyjne lub pogodowe w znacznym stopniu zwiększają prawdopodobieństwo wystąpienia wyjątkowego zdarzenia awaryjnego, każdy OSP uwzględnia to wyjątkowe zdarzenie awaryjne w swoim wykazie zdarzeń awaryjnych; oraz
 - c) w celu uwzględnienia wyjątkowych zdarzeń awaryjnych mających duży wpływ na jego własny system przesyłowy lub sąsiednie systemy przesyłowe każdy OSP umieszcza takie wyjątkowe zdarzenia awaryjne w swoim wykazie zdarzeń awaryjnych.
3. Każdy OSD przyłączony do systemu przesyłowego lub SGU przyłączony do systemu przesyłowego, który jest zakładem wytwarzania energii, przekazuje wszystkie informacje istotne dla analizy zdarzeń awaryjnych, których żąda OSP, w tym prognozy i dane czasu rzeczywistego, z ewentualną agregacją danych zgodnie z art. 50 ust. 2.
4. Każdy OSP koordynuje swoją analizę zdarzeń awaryjnych pod kątem spójności wykazów zdarzeń awaryjnych przynajmniej z OSP ze swojego obszaru obserwowalności, zgodnie z art. 75.
5. Każdy OSP informuje OSP w swoim obszarze obserwowalności o zewnętrznych zdarzeniach awaryjnych ujętych w jego wykazie zdarzeń awaryjnych.
6. Każdy OSP informuje z odpowiednim wyprzedzeniem odpowiednich OSP w swoim obszarze obserwowalności o wszelkich planowanych zmianach topologii elementów jego systemu przesyłowego, które zostały ujęte jako zewnętrzne zdarzenia awaryjne w wykazach zdarzeń awaryjnych odpowiednich OSP.
7. Każdy OSP zapewnia, aby dane czasu rzeczywistego były wystarczająco dokładne, aby umożliwić zbieżność obliczeń rozpyłów mocy wykonywanego w analizie zdarzeń awaryjnych.

Artykuł 34

Analiza zdarzeń awaryjnych

1. Każdy OSP wykonuje analizę zdarzeń awaryjnych w swoim obszarze obserwowalności w celu określenia zdarzeń awaryjnych, które zagrażają lub mogą zagrażać bezpieczeństwu pracy w jego obszarze regulacyjnym, oraz w celu określenia działań zaradczych, jakie mogą być konieczne dla zlikwidowania zdarzeń awaryjnych, w tym środków łagodzących skutki wyjątkowych zdarzeń awaryjnych.
2. Każdy OSP zapewnia, aby ewentualne naruszenia granic bezpieczeństwa pracy w jego obszarze regulacyjnym, zidentyfikowane w ramach analizy zdarzeń awaryjnych, nie stanowiły zagrożenia dla bezpieczeństwa pracy jego systemu przesyłowego lub wzajemnie połączonych systemów przesyłowych.

3. Każdy OSP dokonuje analizy zdarzeń awaryjnych na podstawie prognozy danych operacyjnych i danych operacyjnych czasu rzeczywistego ze swojego obszaru obserwowalności. Punktem wyjścia dla analizy zdarzeń awaryjnych w sytuacji N jest odpowiednia topologia systemu przesyłowego uwzględniająca planowane wyłączenia w fazach planowania operacyjnego.

Artykuł 35

Postępowanie w przypadku zdarzeń awaryjnych

1. Każdy OSP dokonuje oceny ryzyka związanego ze zdarzeniami awaryjnymi po symulacji każdego zdarzenia awaryjnego z wykazu zdarzeń awaryjnych i po przeanalizowaniu, czy może utrzymać swój system przesyłowy w granicach bezpieczeństwa pracy w sytuacji (N-1).
2. Jeżeli OSP oceni, że ryzyko związane ze zdarzeniem awaryjnym jest tak istotne, że może nie być w stanie terminowo przygotować i uruchomić działań zaradczych, aby zapobiec niespełnieniu kryterium (N-1), lub że istnieje ryzyko rozprzestrzenienia się zakłóceń na wzajemnie połączony system przesyłowy, OSP przygotowuje i uruchamia działania zaradcze w celu jak najszybszego spełnienia kryterium (N-1).
3. W przypadku sytuacji (N-1) spowodowanej zakłóceniem każdy OSP uruchamia działanie zaradcze w celu zagwarantowania, że system przesyłowy powróci jak najszybciej do stanu normalnego i że taka sytuacja (N-1) stanie się nową sytuacją N.
4. OSP nie jest zobowiązany do spełnienia kryterium (N-1) w następujących sytuacjach:
 - a) podczas sekwencji przełączeń;
 - b) podczas okresu wymaganego do przygotowania i uruchomienia działań zaradczych.
5. O ile państwo członkowskie nie określi inaczej, OSP nie jest zobowiązany do spełnienia kryterium (N-1), pod warunkiem że występują jedynie lokalne skutki w obszarze regulacyjnym OSP.

ROZDZIAŁ 6

Zabezpieczenia

Artykuł 36

Wymogi ogólne dotyczące zabezpieczeń

1. Każdy OSP prowadzi ruch swojego systemu przesyłowego z użyciem urządzeń automatyki zabezpieczeniowej i rezerwowych urządzeń automatyki zabezpieczeniowej, tak by automatycznie zapobiegać rozprzestrzenianiu się zakłóceń, które mogłyby stanowić zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy własnego systemu przesyłowego oraz wzajemnie połączonych systemów.
2. Co najmniej raz na pięć lat każdy OSP dokonuje przeglądu swojej strategii i koncepcji zabezpieczeń oraz w razie potrzeby aktualizuje je w celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania urządzeń automatyki zabezpieczeniowej i utrzymania bezpieczeństwa pracy.
3. Po zadziałaniu zabezpieczeń, które miało skutki poza własnym obszarem regulacyjnym danego OSP, z uwzględnieniem połączeń wzajemnych, dany OSP dokonuje oceny tego, czy urządzenia automatyki zabezpieczeniowej w jego obszarze regulacyjnym działały poprawnie, i w razie potrzeby podejmuje działania korekcyjne.
4. Każdy OSP określa nastawy urządzeń automatyki zabezpieczeniowej swojego systemu przesyłowego, które zapewniają niezawodne, szybkie i selektywne wyłączanie zwarć, z uwzględnieniem rezerwowych urządzeń zabezpieczających na potrzeby usuwania awarii w przypadku nieprawidłowego działania systemu zabezpieczeń podstawowych.
5. Przed oddaniem do eksploatacji urządzeń automatyki zabezpieczeniowej i rezerwowych urządzeń zabezpieczających, bądź po ich jakichkolwiek modyfikacjach, każdy OSP porozumiewa się z sąsiednimi OSP w sprawie uzgodnienia nastaw zabezpieczeń dla połączeń równoległych i porozumiewa się z tymi OSP przed zmianą nastawień.

*Artykuł 37***Automatyka systemowa**

W przypadku gdy OSP używa automatyki systemowej:

- a) zapewnia, aby automatyka systemowa działała selektywnie, niezawodnie i skutecznie;
- b) przy projektowaniu automatyki systemowej ocenia skutki dla systemu przesyłowego w przypadku jego nieprawidłowego działania, z uwzględnieniem wpływu na odpowiednich OSP;
- c) sprawdza, czy automatyka systemowa ma niezawodność porównywalną z systemami zabezpieczeń wykorzystywanymi do podstawowych zabezpieczeń elementów systemu przesyłowego;
- d) prowadzi ruch systemu przesyłowego z użyciem automatyki systemowej w granicach bezpiecznych warunków pracy określonych zgodnie z art. 25; oraz
- e) koordynuje funkcje, zasady uruchamiania i nastawy automatyki systemowej z sąsiednimi OSP oraz zainteresowanymi OSD przyłączonymi do systemu przesyłowego, w tym z zamkniętymi systemami dystrybucyjnymi i zainteresowanymi SGU przyłączonymi do systemu przesyłowego.

*Artykuł 38***Monitorowanie i ocena stabilności dynamicznej**

1. Każdy OSP monitoruje stabilność dynamiczną systemu przesyłowego za pomocą badań przeprowadzanych off-line zgodnie z ust. 6. Każdy OSP wymienia z innymi OSP swojego obszaru synchronicznego odpowiednie dane na potrzeby monitorowania stabilności dynamicznej systemu przesyłowego.
2. Przynajmniej raz do roku każdy OSP dokonuje oceny stabilności dynamicznej w celu zidentyfikowania granic stabilności i potencjalnych problemów dotyczących stabilności w swoim systemie przesyłowym. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego koordynują oceny stabilności dynamicznej, które obejmują całość lub części obszaru synchronicznego.
3. Podczas przeprowadzania skoordynowanych ocen stabilności dynamicznej odpowiedni OSP określają:
 - a) zakres skoordynowanej oceny stabilności dynamicznej, przynajmniej pod kątem wspólnego modelu sieci;
 - b) zestaw danych, jakie mają być wymieniane pomiędzy odpowiednimi OSP w celu przeprowadzenia skoordynowanej oceny stabilności dynamicznej;
 - c) wykaz wspólnie uzgodnionych scenariuszy dotyczących skoordynowanej oceny stabilności dynamicznej; oraz
 - d) wykaz powszechnie uznanych zdarzeń awaryjnych lub zakłóceń, których wpływ jest oceniany za pomocą skoordynowanej oceny stabilności dynamicznej.
4. W przypadku problemów ze stabilnością związanych ze słabo tłumionymi oscylacjami międzyobszarowymi, które obejmują kilku OSP w obszarze synchronicznym, każdy OSP uczestniczy w skoordynowanej ocenie stabilności dynamicznej na poziomie obszaru synchronicznego w najkrótszym możliwym terminie i przekazuje dane niezbędne do takiej oceny. Ocena taka jest inicjowana i prowadzona przez odpowiednich OSP lub ENTSO-E.
5. Jeżeli OSP stwierdzi potencjalny wpływ na stabilność napięciową, kątową lub częstotliwościową w stosunku do równolegle połączonych systemów przesyłowych, odpowiedni OSP koordynują metody stosowane w ramach oceny stabilności dynamicznej, przekazując niezbędne dane i planując wspólne działania zaradcze mające na celu poprawę stabilności, z uwzględnieniem procedur współpracy pomiędzy OSP.
6. Przy podejmowaniu decyzji w sprawie metod stosowanych do oceny stabilności dynamicznej każdy OSP stosuje następujące zasady:
 - a) jeżeli, w odniesieniu do wykazu zdarzeń awaryjnych, granice stabilności statycznej zostaną osiągnięte przed granicami stabilności dynamicznej, OSP musi oprócz oceny stabilności dynamicznej jedynie na badaniach stabilności off-line wykonywanych w fazie długoterminowego planowania operacyjnego;

- b) jeżeli w warunkach planowanego wyłączenia, w odniesieniu do wykazu zdarzeń awaryjnych, granice stabilności statycznej i granice stabilności dynamicznej są do siebie zbliżone lub granice stabilności dynamicznej zostaną osiągnięte przed granicami stabilności statycznej, OSP musi wykonać ocenę stabilności dynamicznej w fazie planowania operacyjnego na następny dzień, gdy wspomniane warunki się utrzymują. OSP musi zaplanować działania zaradcze, jakie – w razie potrzeby – będą wykorzystywane w pracy w czasie rzeczywistym; oraz
- c) jeżeli system przesyłowy znajduje się w sytuacji N w odniesieniu do wykazu zdarzeń awaryjnych, a granice stabilności dynamicznej zostaną osiągnięte przed granicami stabilności statycznej, OSP musi wykonać ocenę stabilności dynamicznej we wszystkich fazach planowania operacyjnego oraz wykonać ponowną ocenę granic stabilności dynamicznej możliwie najszybciej po wykryciu istotnej zmiany sytuacji N.

Artykuł 39

Zarządzanie stabilnością dynamiczną

1. W przypadku gdy ocena stabilności dynamicznej wskazuje naruszenie granic stabilności, OSP, w których obszarze regulacyjnym nastąpiło naruszenie, opracowują, przygotowują i uruchamiają działania zaradcze w celu utrzymania stabilności systemu przesyłowego. Takie działania zaradcze mogą obejmować SGU.
2. Każdy OSP zapewnia, aby czasy wyłączenia zwarcia w przypadku zwarć, które mogą prowadzić do rozległej niestabilności systemu przesyłowego, były krótsze niż krytyczny czas zwarcia wyznaczony przez OSP w ramach oceny stabilności dynamicznej wykonanej zgodnie z art. 38.
3. W odniesieniu do wymogów dotyczących minimalnej inercji, które mają znaczenie dla stabilności częstotliwościowej na poziomie obszaru synchronicznego:
 - a) nie później niż dwa lata od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia, wszyscy OSP danego obszaru synchronicznego muszą wykonać wspólne analizy z podziałem na obszary synchroniczne w celu określenia, czy musi zostać ustalona minimalna wymagana inercja, przy czym należy uwzględnić koszty i korzyści, a także ewentualne rozwiązania alternatywne. Wszyscy OSP przekazują swoje analizy organom regulacyjnym. Wszyscy OSP przeprowadzają okresowe przeglądy i aktualizują wspomniane badania co dwa lata;
 - b) w przypadku gdy analizy, o których mowa w lit. a), wykazują potrzebę określenia minimalnej wymaganej inercji, wszyscy OSP z danego obszaru synchronicznego wspólnie opracowują metodę określania minimalnej inercji wymaganej w celu utrzymania bezpieczeństwa pracy i zapobiegania naruszeniu granic stabilności. Wspomniana metoda musi uwzględniać zasady efektywności i proporcjonalności, musi zostać opracowana w ciągu sześciu miesięcy po zakończeniu analiz, o których mowa w lit. a), i musi zostać zaktualizowana w terminie sześciu miesięcy od aktualizacji i udostępnienia analiz; oraz
 - c) każdy OSP wprowadza w pracy w czasie rzeczywistym w swoim obszarze regulacyjnym minimalną inercję, zgodnie z określoną metodą i wynikami uzyskanymi zgodnie z lit. b).

TYTUŁ 2

WYMIANA DANYCH

ROZDZIAŁ 1

Wymogi ogólne dotyczące wymiany danych

Artykuł 40

Organizacja, funkcje, zakresy odpowiedzialności i jakość wymiany danych

1. Wymiana i dostarczanie danych i informacji na podstawie niniejszego tytułu musi odpowiadać w możliwie najszerszym zakresie rzeczywistej i prognozowanej sytuacji systemu przesyłowego.
2. Każdy OSP jest odpowiedzialny za dostarczanie i wykorzystywanie danych i informacji wysokiej jakości.
3. Każdy OSP gromadzi poniższe informacje na temat swojego obszaru obserwowalności i wymienia te dane ze wszystkimi pozostałymi OSP w takim zakresie, w jakim jest to niezbędne dla przeprowadzenia analizy bezpieczeństwa pracy zgodnie z art. 72:
 - a) wytwarzanie;
 - b) pobór;

- c) grafiki;
- d) salda;
- e) planowane wyłączenia i topologie rozdzielni; oraz
- f) prognozy.

4. Każdy OSP przedstawia informacje wymienione w ust. 3 jako energię wprowadzaną i odbieraną w każdym węźle indywidualnego modelu sieci OSP, o którym mowa w art. 64.

5. W porozumieniu z OSD i SGU każdy OSP określa możliwość stosowania i zakres wymiany danych na podstawie następujących kategorii:

- a) dane strukturalne zgodnie z art. 48;
- b) dane dotyczące grafików i prognoz zgodnie z art. 49;
- c) dane czasu rzeczywistego zgodnie z art. 44, 47 i 50; oraz
- d) przepisy zgodnie z art. 51, 52 i 53.

6. W terminie sześciu miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP wspólnie ustalają kluczowe wymogi organizacyjne, funkcje i zakresy odpowiedzialności dotyczące wymiany danych. Powyższe wymogi organizacyjne, funkcje i zakresy odpowiedzialności uwzględniają i uzupełniają, w stosownych przypadkach, warunki ruchowe dla metody przekazywania danych dotyczących wytwarzania i zapotrzebowania opracowanej zgodnie z art. 16 rozporządzenia (UE) 2015/1222. Mają one zastosowanie do wszystkich przepisów dotyczących wymiany danych zawartych w niniejszym tytule i obejmują wymogi organizacyjne, funkcje i zakresy odpowiedzialności odnośnie do następujących aspektów:

- a) obowiązki OSP w zakresie niezwłocznego zgłaszania wszystkim sąsiadnim OSP wszelkich zmian nastaw zabezpieczeń, limitów termicznych i zdolności technicznych na połączeniach równoległych pomiędzy ich obszarami regulacyjnymi;
- b) obowiązki OSD przyłączonych bezpośrednio do systemu przesyłowego w zakresie powiadamiania OSP, do których są przyłączeni, w uzgodnionych ramach czasowych o wszelkich zmianach danych i informacji na podstawie niniejszego tytułu;
- c) obowiązki sąsiadujących OSD lub pomiędzy OSD na wejściu do systemu i OSD na wyjściu z systemu w zakresie wzajemnego powiadamiania w uzgodnionych ramach czasowych o wszelkich zmianach danych i informacji na podstawie niniejszego tytułu;
- d) obowiązki SGU w zakresie powiadamiania swoich OSP lub OSD w uzgodnionych ramach czasowych o wszelkich istotnych zmianach danych i informacji ustalonych na podstawie niniejszego tytułu;
- e) szczegółowa treść danych i informacji ustalonych na podstawie niniejszego tytułu, łącznie z głównymi zasadami, rodzajem danych, środkami łączności, formatami i normami, które należy stosować, harmonogramem i zakresami odpowiedzialności;
- f) znaczniki czasu i częstotliwość dostarczania danych i informacji, które mają być przekazywane przez OSD i SGU, do wykorzystania przez OSP w różnych ramach czasowych. Należy określić częstotliwość wymian informacji w zakresie danych w czasie rzeczywistym, danych graficznych i danych strukturalnych; oraz
- g) format raportowania danych i informacji ustalonych na podstawie niniejszego tytułu.

ENTSO-E publikuje wymogi organizacyjne, funkcje i zakresy odpowiedzialności.

7. W terminie 18 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia każdy OSP uzgadnia z właściwymi OSD efektywne, skuteczne i proporcjonalne procedury zapewniania wymian danych i zarządzania nimi pomiędzy przedmiotowymi operatorami, z uwzględnieniem, jeżeli jest to konieczne dla sprawnego funkcjonowania sieci, przekazywania danych dotyczących systemów dystrybucyjnych i SGU. Nie naruszając przepisów ust. 6 lit. g), każdy OSP uzgadnia z odpowiednimi OSD format wymiany danych.

8. SGU przyłączeni do systemu przesyłowego muszą mieć dostęp do danych dotyczących przekazanych do eksploatacji instalacji sieciowych w ich punkcie przyłączenia.

9. Każdy OSP uzgadnia z OSD przyłączonymi do systemu przesyłowego zakres dodatkowych informacji wymienianych między nimi, a dotyczących uruchomionych instalacji sieciowych.

10. OSD posiadający punkt przyłączenia do systemu przesyłowego są uprawnieni do otrzymywania od właściwych OSP odpowiednich informacji strukturalnych, informacji graficznych i danych czasu rzeczywistego oraz do gromadzenia odpowiednich informacji strukturalnych, informacji graficznych i informacji w czasie rzeczywistym od sąsiednich OSD. Sąsiedni OSD określają w skoordynowany sposób zakres informacji, które mogą być wymieniane.

ROZDZIAŁ 2

Wymiana danych pomiędzy OSP

Artykuł 41

Wymiana danych strukturalnych i danych dotyczących prognozowania

1. Sąsiedni OSP wymieniają się przynajmniej następującymi informacjami strukturalnymi dotyczącymi obszaru obserwowalności:

- a) typowa topologia stacji elektroenergetycznej i inne istotne dane w podziale na poziomy napięcia;
- b) dane techniczne dotyczące linii przesyłowych;
- c) dane techniczne transformatorów łączących OSD, SGU, którzy są instalacjami odbiorczymi, i transformatorów blokowych generatorów SGU, którzy są zakładami wytwarzania energii;
- d) maksymalna i minimalna moc czynna i bierna SGU, którzy są modułami wytwarzania energii;
- e) dane techniczne przesuwników fazowych;
- f) dane techniczne systemów HVDC;
- g) dane techniczne dławików, baterii kondensatorów i statycznych kompensatorów mocy biernej; oraz
- h) granice bezpieczeństwa pracy określone przez każdego OSP zgodnie z art. 25.

2. Na potrzeby koordynacji zabezpieczeń swoich systemów przesyłowych sąsiedni OSP wymieniają się nastawami zabezpieczeń linii, dla których uwzględniono zdarzenia awaryjne jako zewnętrzne zdarzenia awaryjne w ich wykazach zdarzeń awaryjnych.

3. Na potrzeby koordynacji analiz bezpieczeństwa pracy oraz ustanowienia wspólnego modelu sieci zgodnie z art. 67, 68, 69 i 70 każdy OSP wymienia – przynajmniej z wszystkimi pozostałymi OSP z tego samego obszaru synchronicznego – co najmniej następujące dane:

- a) topologia systemów przesyłowych o napięciu 220 kV i wyższym w jego obszarze regulacyjnym;
- b) model lub ekwiwalent systemu przesyłowego o napięciu poniżej 220 kV o znacznym wpływie na jego własny system przesyłowy;
- c) limity termiczne elementów systemu przesyłowego; oraz
- d) realistyczna i dokładna prognozowana łączna ilość energii wprowadzanej i odbieranej, z podziałem na źródła energii pierwotnej, w każdym węźle systemu przesyłowego dla różnych przedziałów czasowych.

4. Na potrzeby koordynacji ocen stabilności dynamicznej zgodnie z art. 38 ust. 2 i 4 oraz w celu ich wykonania, każdy OSP wymienia z pozostałymi OSP w tym samym obszarze synchronicznym lub w jego odpowiedniej części następujące dane:

- a) dane dotyczące SGU, którzy są modułami wytwarzania energii, odnoszące się, ale nie ograniczające się do m.in.:
 - (i) parametrów elektrycznych generatora odpowiednich dla oceny stabilności dynamicznej, z uwzględnieniem inercji całkowitej;
 - (ii) modeli zabezpieczeń;
 - (iii) generatora i turbiny;

- (iv) opisu transformatora blokowego;
 - (v) minimalnej i maksymalnej mocy biernej;
 - (vi) modeli regulatora napięcia i modeli regulatora prędkości; oraz
 - (vii) modeli turbiny i modeli układu wzbudzenia odpowiednich dla dużych zakłóceń;
- b) dane na temat rodzaju regulacji i zakresu regulacji napięcia dotyczące przełączników zaczepów, w tym opis istniejących przełączników zaczepów pod obciążeniem, a także dane dotyczące rodzaju regulacji i zakresu regulacji napięcia transformatorów blokowych i sieciowych; oraz
- c) dane dotyczące modeli dynamicznych systemu lub urządzenia i powiązanej z nimi regulacji odpowiednich dla dużych zakłóceń, odnoszące się do systemów HVDC i urządzeń FACTS.

Artykuł 42

Wymiana danych czasu rzeczywistego

1. Zgodnie z art. 18 i 19 każdy OSP wymienia z innymi OSP w tym samym obszarze synchronicznym poniższe dane dotyczące stanu jego systemu przesyłowego przy użyciu narzędzia informatycznego do wymiany danych w czasie rzeczywistym na szczeblu ogólnoeuropejskim, zapewnionego przez ENTSO-E:

- a) częstotliwość;
- b) błąd regulacyjny odbudowy częstotliwości;
- c) zmierzone wymiany mocy czynnej pomiędzy obszarami LFC;
- d) zagregowana wartość wprowadzonej energii;
- e) stan systemu zgodnie z art. 18;
- f) wartość zadana dla regulatora mocy i częstotliwości; oraz
- g) wymiana mocy za pośrednictwem wirtualnych linii wymian.

2. Każdy OSP wymienia z innymi OSP w swoim obszarze obserwowalności poniższe dane na temat swojego systemu przesyłowego z wykorzystaniem wymiany danych w czasie rzeczywistym pomiędzy systemami kontroli i gromadzenia danych (SCADA) oraz systemami zarządzania energią OSP:

- a) rzeczywista topologia stacji elektroenergetycznych;
- b) moc czynna i bierna w polu liniowym, w tym na liniach sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz liniach łączących SGU;
- c) moc czynna i bierna w polu transformatorowym, w tym na transformatorach łączących sieci przesyłowe i dystrybucyjne oraz transformatorach zasilających SGU;
- d) moc czynna i bierna w polu zakładu wytwarzania energii;
- e) ustawienia regulacyjne transformatorów, w tym przesuwników fazowych;
- f) zmierzone lub estymowane napięcie na szynach zbiorczych;
- g) moc bierna w polu dławików i baterii kondensatorów lub ze statycznego kompensatora mocy biernej; oraz
- h) ograniczenia zdolności zasilania mocą czynną i bierną w obszarze obserwowalności.

3. Każdy OSP ma prawo zwrócić się do wszystkich OSP ze swojego obszaru obserwowalności o przekazanie snapshotów czasu rzeczywistego dotyczących danych szacunkowych stanu z obszaru regulacyjnego danego OSP, jeżeli jest to istotne dla bezpieczeństwa pracy systemu przesyłowego wnioskującego OSP.

ROZDZIAŁ 3

Wymiana danych pomiędzy OSP i OSD w obszarze regulacyjnym OSP

Artykuł 43

Wymiana danych strukturalnych

1. Każdy OSP określa obszar obserwowalności systemów dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego konieczny dla OSP w celu dokładnego i efektywnego określenia stanu systemu, w oparciu o metodę opracowaną zgodnie z art. 75.
2. Jeżeli OSP uważa, że system dystrybucyjny, który nie jest przyłączony do systemu przesyłowego, ma istotny wpływ na napięcia, przepływy mocy lub inne parametry elektryczne na odzwierciedlenie zachowania systemu przesyłowego, to OSP musi określić taki system dystrybucyjny jako stanowiący część obszaru obserwowalności zgodnie z art. 75.
3. Informacje strukturalne dotyczące obszaru obserwowalności, o którym mowa w ust. 1 i 2, dostarczane OSP przez każdego OSD muszą obejmować co najmniej:
 - a) rozdzielnie z podziałem na napięcia;
 - b) linie łączące rozdzielnie, o których mowa w lit. a);
 - c) transformatory z rozdzielni, o których mowa w lit. a);
 - d) SGU; oraz
 - e) dławiki i baterie kondensatorów podłączone do rozdzielni, o których mowa w lit. a).
4. Każdy OSD przyłączony do systemu przesyłowego przekazuje OSP aktualizację informacji strukturalnych zgodnie z ust. 3 co najmniej raz na sześć miesięcy.
5. Przynajmniej raz w roku każdy OSD przyłączony do systemu przesyłowego przekazuje OSP łączną zagregowaną moc wytwórczą, z podziałem na źródła energii pierwotnej, modułów wytwarzania energii typu A podlegających wymogom określonym w rozporządzeniu (UE) 2016/631 oraz możliwie najdokładniejsze oszacowania mocy wytwórczej modułów wytwarzania energii typu A niepodlegających rozporządzeniu (UE) 2016/631 lub z niego wyłączonych, przyłączonych do jego systemu dystrybucyjnego, a także odnośne informacje dotyczące ich zachowania pod kątem częstotliwości.

Artykuł 44

Wymiana danych w czasie rzeczywistym

O ile OSP nie postanowił inaczej, każdy OSD przekazuje w czasie rzeczywistym swojemu OSP informacje dotyczące obszaru obserwowalności OSP zgodnie z art. 43 ust. 1 i 2, w tym:

- a) rzeczywistą topologię rozdzielni;
- b) moc czynną i bierną w polu liniowym;
- c) moc czynną i bierną w polu transformatorowym;
- d) wprowadzaną moc czynną i bierną w polu zakładu wytwarzania energii;
- e) pozycje zaczepek transformatorów przyłączonych do systemu przesyłowego;
- f) napięcia na szynach zbiorczych;
- g) moc bierną w polu dławików i baterii kondensatorów;
- h) najlepsze dostępne dane dotyczące zagregowanego wytwarzania w obszarze OSD z podziałem na źródła energii pierwotnej; oraz
- i) najlepsze dostępne dane dotyczące zagregowanego odbioru w obszarze OSD.

ROZDZIAŁ 4

Wymiana danych między OSP, właścicielami połączeń równoległych lub innych linii i modułami wytwarzania energii przyłączonymi do systemu przesyłowego

Artykuł 45

Wymiana danych strukturalnych

1. Każdy SGU, który jest właścicielem zakładu wytwarzania energii z modułem wytwarzania energii typu D przyłączonego do systemu przesyłowego, przekazuje OSP co najmniej następujące dane:

- a) dane ogólne dotyczące modułu wytwarzania energii, w tym moc zainstalowaną i źródło energii pierwotnej;
- b) dane dotyczące turbiny i zakładu wytwarzania energii, w tym czas rozruchu ze stanu zimnego i ze stanu ciepłego;
- c) dane do obliczeń prądu zwarciovego;
- d) dane dotyczące transformatorów zakładu wytwarzania energii;
- e) dane dotyczące FCR dla modułów wytwarzania energii oferujących lub świadczących taką usługę, zgodnie z art. 154;
- f) dane dotyczące FRR dla modułów wytwarzania energii oferujących lub świadczących taką usługę, zgodnie z art. 158;
- g) dane dotyczące RR modułów wytwarzania energii oferujących lub świadczących taką usługę, zgodnie z art. 161;
- h) dane niezbędne do celów odbudowy systemu przesyłowego;
- i) dane i modele niezbędne do przeprowadzenia symulacji dynamicznej;
- j) dane dotyczące zabezpieczeń;
- k) dane niezbędne w celu ustalenia kosztów działań zaradczych zgodnie z art. 78 ust. 1 lit. b); w przypadku gdy OSP wykorzystuje mechanizmy rynkowe zgodnie z art. 4 ust. 2 lit. d), za wystarczające uznaje się przedstawienie cen, które ma zapłacić OSP;
- l) zdolność regulacji napięcia i mocy biernej.

2. Każdy SGU, który jest właścicielem zakładu wytwarzania energii z modułem wytwarzania energii typu B lub typu C przyłączonego do systemu przesyłowego, przekazuje OSP co najmniej następujące dane:

- a) dane ogólne dotyczące modułu wytwarzania energii, w tym moc zainstalowaną i źródło energii pierwotnej;
- b) dane do obliczeń prądu zwarciovego;
- c) dane dotyczące FCR, zgodnie z definicją i wymogami określonymi w art. 173, dla modułów wytwarzania energii oferujących lub świadczących taką usługę;
- d) dane dotyczące FRR dla modułów wytwarzania energii oferujących lub świadczących taką usługę;
- e) dane dotyczące RR dla modułów wytwarzania energii oferujących lub świadczących taką usługę;
- f) dane zabezpieczeń;
- g) zdolność regulacji mocy biernej;
- h) dane niezbędne w celu ustalenia kosztów działań zaradczych zgodnie z art. 78 ust. 1 lit. b); w przypadku gdy OSP wykorzystuje mechanizmy rynkowe zgodnie z art. 4 ust. 2 lit. d), za wystarczające uznaje się przedstawienie cen, które ma zapłacić OSP;
- i) dane niezbędne do wykonania oceny stabilności dynamicznej zgodnie z art. 38.

3. OSP może zwrócić się do właściciela zakładu wytwarzania energii z modułem wytwarzania energii przyłączonego do systemu przesyłowego o przekazanie, w razie potrzeby, dodatkowych danych do celów analizy bezpieczeństwa pracy zgodnie z tytułem 2 części III.
4. Każdy właściciel systemu HVDC lub każdy właściciel połączenia równoległego przekazuje OSP następujące dane dotyczące systemu HVDC lub połączenia równoległego:
- a) dane znamionowe instalacji;
 - b) dane dotyczące transformatorów;
 - c) dane dotyczące filtrów i zespołów filtrów;
 - d) dane dotyczące kompensacji mocy biernej;
 - e) zdolność regulacji mocy czynnej;
 - f) zdolność regulacji mocy biernej i napięcia;
 - g) ustalanie pierwszeństwa trybu pracy dla regulacji mocy czynnej lub biernej, jeżeli występuje;
 - h) zdolność odpowiedzi częstotliwościowej;
 - i) modele dynamiczne do celów symulacji dynamicznej;
 - j) dane zabezpieczeń; oraz
 - k) zdolność do pozostania w pracy podczas zwarcia.
5. Każdy właściciel połączenia równoległego prądu przemiennego przekazuje OSP przynajmniej następujące dane:
- a) dane znamionowe instalacji;
 - b) parametry elektryczne;
 - c) powiązane zabezpieczenia.

Artykuł 46

Wymiana danych grafikowych

1. Każdy SGU, który jest właścicielem zakładu wytwarzania energii z modułem wytwarzania energii typu B, C lub D przyłączonego do systemu przesyłowego, przekazuje OSP co najmniej następujące dane:
- a) wartość i dostępność generowanej mocy czynnej i rezerw mocy czynnej dla rynków następnego dnia i bieżącego dnia;
 - b) niezwłocznie wszelkie planowane ubytki mocy dyspozycyjnej, niedostępności lub ograniczenia mocy czynnej;
 - c) wszelkie prognozowane ograniczenia zdolności regulacji mocy biernej; oraz
 - d) w drodze odstępstwa od lit. a) i b), w regionach o centralnym systemie dysponowania, dane, o które występuje OSP w celu przygotowania grafiku generacji mocy czynnej.
2. Każdy operator systemu HVDC przekazuje OSP przynajmniej następujące dane:
- a) grafik generacji mocy czynnej i dostępność mocy czynnej na następny dzień i bieżący dzień;
 - b) niezwłocznie planowane niedostępności lub ograniczenia w zakresie generowania mocy czynnej; oraz
 - c) wszelkie prognozowane ograniczenia zdolności regulacji mocy biernej lub napięcia.
3. Każdy operator połączenia równoległego lub linii prądu przemiennego przekazuje OSP dane dotyczące planowanej niedostępności lub ograniczeń mocy czynnej.

Artykuł 47

Wymiana danych czasu rzeczywistego

1. O ile OSP nie postanowił inaczej, każdy znaczący użytkownik sieci, który jest właścicielem zakładu wytwarzania energii z modułem wytwarzania energii typu B, C lub D, przekazuje OSP w czasie rzeczywistym co najmniej następujące dane:

- a) położenie wyłączników liniowych w punkcie przyłączenia lub w innym punkcie interakcji uzgodnionym z OSP;
- b) moc czynna i moc bierna w punkcie przyłączenia lub w innym punkcie interakcji uzgodnionym z OSP; oraz
- c) w przypadku zakładu wytwarzania energii zużywającego energię na potrzeby inne niż potrzeby własne – moc czynna netto i moc bierna netto.

2. O ile OSP nie postanowił inaczej, każdy właściciel systemu HVDC lub połączenia równoległego prądu przemiennego przekazuje OSP w czasie rzeczywistym co najmniej następujące dane dotyczące punktu przyłączenia systemu HVDC lub połączenia równoległego prądu przemiennego:

- a) położenie wyłączników;
- b) stan operacyjny; oraz
- c) moc czynna i moc bierna.

ROZDZIAŁ 5

Wymiana danych pomiędzy OSP, OSD i modułami wytwarzania energii przyłączonymi do systemu dystrybucyjnego

Artykuł 48

Wymiana danych strukturalnych

1. O ile OSP nie postanowił inaczej, każdy właściciel zakładu wytwarzania energii z modułem wytwarzania energii, który jest SGU na podstawie art. 2 ust. 1 lit. a) i w drodze agregacji SGU na podstawie art. 2 ust. 1 lit. e), przyłączonych do systemu dystrybucyjnego, przekazuje OSP i OSD, z którymi ma punkt przyłączenia, co najmniej następujące dane:

- a) dane ogólne dotyczące modułu wytwarzania energii, w tym moc zainstalowaną i źródło energii pierwotnej lub rodzaj paliwa;
- b) dane dotyczące FCR, zgodnie z definicją i wymogami określonymi w art. 173, dla zakładów wytwarzania energii oferujących lub świadczących usługę FCR;
- c) dane dotyczące FRR dla zakładów wytwarzania energii oferujących lub świadczących usługę FRR;
- d) dane dotyczące RR dla modułów wytwarzania energii oferujących lub świadczących usługę RR;
- e) dane dotyczące zabezpieczeń;
- f) zdolność regulacji mocy biernej;
- g) możliwość zdalnego dostępu do wyłącznika;
- h) dane niezbędne do przeprowadzenia symulacji dynamicznej zgodnie z przepisami rozporządzenia (UE) 2016/631; oraz
- i) poziom napięcia i lokalizacja każdego modułu wytwarzania energii.

2. Każdy właściciel zakładu wytwarzania energii z modułem wytwarzania energii, który jest SGU zgodnie z art. 2 ust. 1 lit. a) i e), powiadamia OSP i OSD, z którymi ma punkt przyłączenia, w uzgodnionym terminie, ale nie później niż w momencie pierwszego uruchomienia lub wprowadzenia jakichkolwiek zmian do istniejących instalacji, o wszelkich zmianach zakresu i treści danych wymienionych w ust. 1.

*Artykuł 49***Wymiana danych grafikowych**

O ile OSP nie postanowił inaczej, każdy właściciel zakładu wytwarzania energii z modułem wytwarzania energii, który jest SGU zgodnie z art. 2 ust. 1 lit. a) i e), przyłączonym do systemu dystrybucyjnego, przekazuje OSP i OSD, z którymi ma punkt przyłączenia, co najmniej następujące dane:

- a) jego planowana niedyspozycyjność, planowane ograniczenie mocy czynnej i prognozowana planowa generowana moc czynna w punkcie przyłączenia;
- b) wszelkie prognozowane ograniczenia zdolności regulacji mocy biernej; oraz
- c) w drodze odstępstwa od lit. a) i b), w regionach o centralnym systemie dysponowania, dane, o które występuje OSP w celu przygotowania grafiku generacji mocy czynnej.

*Artykuł 50***Wymiana danych czasu rzeczywistego**

1. O ile OSP nie postanowił inaczej, każdy właściciel zakładu wytwarzania energii z modułem wytwarzania energii, który jest SGU zgodnie z art. 2 ust. 1 lit. a) i e), przyłączonego do systemu dystrybucyjnego, przekazuje OSP i OSD, z którymi ma punkt przyłączenia, w czasie rzeczywistym co najmniej następujące dane:

- a) stan urządzeń przełącznikowych i wyłączników liniowych w punkcie przyłączenia; oraz
- b) rozpięty mocy czynnej i biernej, prąd i napięcie w punkcie przyłączenia.

2. Każdy OSP w porozumieniu z odpowiedzialnymi OSD określa, którzy SGU mogą być zwolnieni z przekazywania danych czasu rzeczywistego, wymienionych w ust. 1, bezpośrednio do OSP. W takich przypadkach odpowiedzialni OSP i OSD uzgadniają zagregowane dane w czasie rzeczywistym odpowiednich SGU, które mają być przekazywane do OSP.

*Artykuł 51***Wymiana danych dotyczących znaczących modułów wytwarzania energii między OSP i OSD**

1. O ile OSP nie postanowił inaczej, każdy OSD przekazuje swojemu OSP informacje określone w art. 48, 49 i 50, z częstotliwością i na poziomie szczegółowości wymaganymi przez OSP.
2. Każdy OSP udostępnia OSD, do którego systemu dystrybucyjnego przyłączeni są SGU, informacje określone w art. 48, 49 i 50, zgodnie z żądaniem OSD.
3. OSP może zażądać dodatkowych danych od właściciela zakładu wytwarzania energii z modułem wytwarzania energii, który jest SGU zgodnie z art. 2 ust. 1 lit. a) i e), przyłączonym do systemu dystrybucyjnego, jeżeli jest to konieczne na potrzeby analizy bezpieczeństwa pracy i weryfikacji modeli.

ROZDZIAŁ 6**Wymiana danych między OSP i instalacjami odbiorczymi***Artykuł 52***Wymiana danych między OSP i instalacjami odbiorczymi przyłączonymi do systemu przesyłowego**

1. O ile OSP nie postanowił inaczej, każdy właściciel instalacji odbiorczej przyłączonej do systemu przesyłowego przekazuje OSP następujące dane strukturalne:
 - a) dane elektryczne dotyczące transformatorów przyłączonych do systemu przesyłowego;

- b) charakterystyka obciążenia instalacji odbiorczej; oraz
 - c) charakterystyka regulacji mocy biernej.
2. O ile OSP nie postanowił inaczej, każdy właściciel instalacji odbiorczej przyłączonej do systemu przesyłowego przekazuje OSP następujące dane:
- a) planowany pobór mocy czynnej i prognozowany pobór mocy biernej na następny dzień i bieżący dzień, w tym wszelkie zmiany wspomnianych grafików lub prognoz;
 - b) wszelkie prognozowane ograniczenia zdolności regulacji mocy biernej;
 - c) w przypadku uczestnictwa w odpowiedzi odbioru – grafik zakresu strukturalnej minimalnej i maksymalnej mocy do ograniczenia; oraz
 - d) w drodze odstępstwa od lit. a), w regionach o centralnym systemie dysponowania, dane, o które występuje OSP w celu przygotowania grafiku generacji mocy czynnej.
3. O ile OSP nie postanowił inaczej, każdy właściciel instalacji odbiorczej przyłączonej do systemu przesyłowego przekazuje OSP następujące dane w czasie rzeczywistym:
- a) moc czynna i moc bierna w punkcie przyłączenia; oraz
 - b) zakres minimalnej i maksymalnej mocy do ograniczenia.
4. Każdy właściciel instalacji odbiorczej przyłączonej do systemu przesyłowego opisuje swojemu OSP jej zachowanie w zakresach napięcia, o których mowa w art. 27.

Artykuł 53

Wymiana danych między OSP i instalacjami odbiorczymi przyłączonymi do systemu dystrybucyjnego lub osobami trzecimi uczestniczącymi w odpowiedzi odbioru

1. O ile OSP nie postanowił inaczej, każdy SGU, który jest instalacją odbiorczą przyłączoną do systemu dystrybucyjnego i który uczestniczy w odpowiedzi odbioru inaczej niż za pośrednictwem osoby trzeciej, przedstawia OSP i OSD następujące dane graficzne i dane w czasie rzeczywistym:
- a) strukturalna minimalna i maksymalna moc czynna dostępna na potrzeby odpowiedzi odbioru oraz maksymalny i minimalny czas trwania ewentualnego wykorzystywania tej mocy na potrzeby odpowiedzi odbioru;
 - b) prognoza nieograniczonej mocy czynnej dostępnej na potrzeby odpowiedzi odbioru i wszelkie planowane odpowiedzi odbioru;
 - c) moc czynna i moc bierna w czasie rzeczywistym w punkcie przyłączenia; oraz
 - d) potwierdzenie, że oszacowania wartości rzeczywistych odpowiedzi odbioru są stosowane.
2. O ile OSP nie postanowił inaczej, każdy SGU, który jest osobą trzecią uczestniczącą w odpowiedzi odbioru, jak określono w art. 27 rozporządzenia (UE) 2016/1388, przekazuje OSP i OSD w przedziale czasowym następnego dnia i w czasie niemal rzeczywistym, w imieniu wszystkich swoich instalacji odbiorczych przyłączonych do systemu dystrybucyjnego, następujące dane:
- a) strukturalna minimalna i maksymalna moc czynna dostępna na potrzeby odpowiedzi odbioru oraz maksymalny i minimalny czas trwania ewentualnej aktywacji odpowiedzi odbioru w określonym obszarze geograficznym zdefiniowanym przez OSP i OSD;
 - b) prognoza nieograniczonej mocy czynnej dostępnej na potrzeby odpowiedzi odbioru i wszelkie planowane poziomy odpowiedzi odbioru w określonym obszarze geograficznym zdefiniowanym przez OSP i OSD;
 - c) moc czynna i moc bierna w czasie rzeczywistym; oraz
 - d) potwierdzenie, że oszacowania wartości rzeczywistych odpowiedzi odbioru są stosowane.

TYTUŁ 3

ZGODNOŚĆ

ROZDZIAŁ 1

Funkcje i zakresy odpowiedzialności

Artykuł 54

Zakres odpowiedzialności SGU

1. Każdy SGU powiadamia OSP lub OSD, z którymi ma punkt przyłączenia, o wszelkich planowanych modyfikacjach swoich zdolności technicznych, które mogą mieć wpływ na jego zgodność z wymogami niniejszego rozporządzenia, przed realizacją takich modyfikacji.
2. Każdy SGU powiadamia OSP lub OSD, z którymi ma punkt przyłączenia, o wszelkich zakłóceniach pracy w swojej instalacji, które mogą mieć wpływ na jego zgodność z wymogami niniejszego rozporządzenia, jak najszybciej po wystąpieniu takich zakłóceń.
3. Każdy SGU powiadamia OSP lub OSD, z którymi ma punkt przyłączenia, o planowanych harmonogramach testów i procedurach stosowanych w celu weryfikacji zgodności jego instalacji z wymogami niniejszego rozporządzenia, w odpowiednim czasie i przed uruchomieniem tych testów i procedur. OSP lub OSD zatwierdza z wyprzedzeniem i terminowo planowane harmonogramy testów i procedury, i nie może bez uzasadnienia odmówić ich zatwierdzenia. W przypadku gdy SGU ma punkt przyłączenia z OSD i współdziała zgodnie z ust. 2 jedynie z OSD, OSP ma prawo zażądać od odpowiedniego OSD wyników testów zgodności mających znaczenie dla bezpieczeństwa pracy jego systemu przesyłowego.
4. Na wniosek OSP lub OSD, zgodnie z art. 41 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2016/631 oraz art. 35 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2016/1388, SGU przeprowadza testy zgodności i symulacje zgodności zgodnie z niniejszym rozporządzeniem, w dowolnym momencie okresu eksploatacji swojej instalacji, w szczególności po każdej awarii, modyfikacji lub wymiany jakiegokolwiek urządzenia, które mogły mieć wpływ na zgodność instalacji z wymogami niniejszego rozporządzenia, jeżeli chodzi o zdolność instalacji do osiągnięcia deklarowanych wartości, wymogów czasowych mających zastosowanie do tych wartości, a także dostępności lub zakontraktowanego świadczenia usług systemowych. Osoby trzecie zapewniające odpowiedź odbioru bezpośrednio dla OSP oraz dostawcy redysponowania modułów wytwarzania energii lub instalacji odbiorczych w drodze agregacji oraz inni dostawcy rezerw mocy czynnej zapewniają, aby instalacje znajdujące się w ich portfelu działalności spełniały wymogi niniejszego rozporządzenia.

Artykuł 55

Zadania OSP dotyczące pracy systemu

Każdy OSP jest odpowiedzialny za bezpieczeństwo pracy swojego obszaru regulacyjnego, a w szczególności:

- a) opracowuje i wdraża narzędzia prowadzenia ruchu sieci, które są istotne dla jego obszaru regulacyjnego i związane z pracą w czasie rzeczywistym oraz z planowaniem operacyjnym;
- b) opracowuje i wdraża narzędzia i rozwiązania dla zapobiegania zakłóceniom i zaradzenia ich skutkom;
- c) korzysta z usług świadczonych przez osoby trzecie, w stosownych przypadkach poprzez nabywanie usług, np. redysponowania lub zakupów przeciwnych, usług zarządzania ograniczeniami, rezerw wytwórczych i innych usług systemowych;
- d) stosuje skalę klasyfikacji incydentów przyjętą przez ENTSO-E zgodnie z art. 8 ust. 3 lit. a) rozporządzenia (WE) nr 714/2009 i przekazuje ENTSO-E informacje niezbędne do realizacji zadań w zakresie stosowania skali klasyfikacji incydentów; oraz
- e) monitoruje corocznie odpowiedniość narzędzi prowadzenia ruchu sieci, ustanowionych na podstawie lit. a) i b), niezbędnych do utrzymania bezpieczeństwa pracy. Każdy OSP określa wszelkie odpowiednie usprawnienia powyższych narzędzi prowadzenia ruchu sieci, uwzględniając sprawozdania roczne przygotowane przez ENTSO-E w oparciu o skalę klasyfikacji incydentów zgodnie z art. 15. Wszelkie zidentyfikowane usprawnienia są następnie wdrażane przez OSP.

ROZDZIAŁ 2

Testy ruchowe

Artykuł 56

Cel i zakresy odpowiedzialności

1. Każdy OSP i każdy OSD lub SGU przyłączony do systemu przesyłowego może przeprowadzać testy ruchowe, odpowiednio elementów swojego systemu przesyłowego i swoich instalacji, w symulowanych warunkach ruchowych i w ograniczonym czasie. Przy wykonywaniu takich zadań powiadamiają oni o nich w odpowiednim czasie przed rozpoczęciem testów i minimalizują wpływ na pracę systemu w czasie rzeczywistym. Testy ruchowe mają na celu zapewnienie:

- a) potwierdzenia zgodności ze wszystkimi odpowiednimi przepisami technicznymi, organizacyjnymi i ruchowymi niniejszego rozporządzenia dotyczącymi nowego elementu systemu przesyłowego przy pierwszym dopuszczeniu do ruchu;
- b) potwierdzenia zgodności ze wszystkimi odpowiednimi przepisami technicznymi, organizacyjnymi i eksploatacyjnymi niniejszego rozporządzenia dotyczącymi nowej instalacji SGU lub OSD przy pierwszym dopuszczeniu do eksploatacji;
- c) potwierdzenia zgodności ze wszystkimi odpowiednimi przepisami technicznymi, organizacyjnymi i ruchowymi niniejszego rozporządzenia w momencie wprowadzenia jakiegokolwiek zmiany elementu systemu przesyłowego lub instalacji SGU lub OSD, która jest istotna dla pracy systemu;
- d) oceny potencjalnych negatywnych skutków awarii, zwarcia lub innego nieplanowanego lub nieprzewidzianego incydentu podczas pracy systemu dla elementu systemu przesyłowego lub dla instalacji SGU bądź dla instalacji OSD.

2. Wyniki testów ruchowych, o których mowa w ust. 1, są wykorzystywane przez OSP, OSD lub SGU w celu:

- a) zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania elementów systemu przesyłowego;
- b) zapewnienia przez OSD i SGU prawidłowej pracy systemów dystrybucyjnych i instalacji SGU;
- c) utrzymania przez OSP, OSD lub SGU obecnych praktyk ruchowych i opracowywania nowych;
- d) zapewnienia przez OSP realizacji usług systemowych;
- e) uzyskania przez OSP, OSD lub SGU informacji o pracy elementów systemu przesyłowego i instalacji SGU lub OSD w dowolnych warunkach i przy przestrzeganiu wszystkich odpowiednich przepisów eksploatacyjnych niniejszego rozporządzenia w zakresie:
 - (i) kontrolowanego stosowania wahań częstotliwości lub napięcia mającego na celu zgromadzenie informacji dotyczących zachowania elementów systemu przesyłowego; oraz
 - (ii) testów praktyk ruchowych w stanie zagrożenia i w stanie odbudowy systemu.

3. Każdy OSP zapewnia, aby testy ruchowe nie stwarzały zagrożenia dla bezpieczeństwa pracy jego systemu przesyłowego. Wszelkie testy ruchowe mogą zostać przełożone w czasie lub przerwane z powodu nieplanowanych stanów systemu lub ze względu na bezpieczeństwo pracowników, ludności, instalacji lub urządzeń poddawanych testom bądź elementów systemu przesyłowego lub instalacji OSD lub SGU.

4. W przypadku pogorszenia stanu systemu przesyłowego, w którym przeprowadza się testy ruchowe, OSP takiego systemu przesyłowego ma prawo przerwać testy ruchowe. Jeżeli przeprowadzany test ma wpływ na innego OSP, a stan jego systemu również uległ pogorszeniu, OSP lub SGU, lub OSD przeprowadzający test zaprzestaje prowadzenia testu ruchowego natychmiast po otrzymaniu powiadomienia od odpowiedniego OSP.

5. Każdy OSP zapewnia, aby wyniki przeprowadzanych wspólnie odpowiednich testów ruchowych wraz z powiązanymi analizami zostały:

- a) włączone do procesu szkolenia i certyfikacji pracowników odpowiedzialnych za pracę w czasie rzeczywistym;

- b) wykorzystane jako dane wejściowe do procesu rozwojowego prowadzonego przez ENTSO-E; oraz
- c) wykorzystane w celu poprawy praktyk ruchowych, w tym praktyk ruchowych w stanie zagrożenia i w stanie odbudowy systemu.

Artykuł 57

Przeprowadzanie testów ruchowych i analiz

1. Każdy OSP lub OSD, z którymi SGU ma punkt przyłączenia, zachowuje prawo do przeprowadzania testów spełnienia przez SGU wymogów niniejszego rozporządzenia, przewidywanej odbieranej i generowanej mocy przez SGU oraz zakontraktowanego przez SGU świadczenia usług systemowych w dowolnym momencie w całym okresie eksploatacji instalacji. OSP lub OSD zgłaszają SGU, w odpowiednim czasie, procedurę przeprowadzania takich testów ruchowych przed ich rozpoczęciem.
2. OSP lub OSD, z którymi SGU ma punkt przyłączenia, publikuje wykaz informacji i dokumentów, które należy przedstawić, jak również wymogi, które muszą być spełnione przez SGU na potrzeby ruchowych testów zgodności. Wykaz ten obejmuje co najmniej następujące informacje:
 - a) całość dokumentacji i certyfikatów sprzętu przekazywanych przez SGU;
 - b) szczegółowe informacje dotyczące danych technicznych instalacji SGU istotnych z punktu widzenia pracy systemu;
 - c) wymogi dotyczące modeli na potrzeby oceny stabilności dynamicznej; oraz
 - d) analizy przeprowadzone przez SGU pokazujące oczekiwane wyniki oceny stabilności dynamicznej, w stosownych przypadkach.
3. W stosownych przypadkach każdy OSP lub OSD publikuje zakresy odpowiedzialności SGU oraz OSP lub OSD w ruchowych testach zgodności.

TYTUŁ 4

SZKOLENIA

Artykuł 58

Program szkoleń

1. W terminie 18 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia każdy OSP opracowuje i przyjmuje:
 - a) program szkoleń wstępnych na potrzeby certyfikacji i program kroczący w zakresie szkoleń ustawicznych swoich pracowników odpowiedzialnych za pracę systemu przesyłowego w czasie rzeczywistym;
 - b) program szkoleń dla swoich pracowników odpowiedzialnych za planowanie ruchowe. Każdy OSP wnosi wkład w opracowywanie i przyjmowanie programów szkoleń dla pracowników odpowiednich regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa;
 - c) program szkoleń dla swoich pracowników odpowiedzialnych za bilansowanie.
2. Programy szkoleń OSP obejmują wiedzę o elementach systemu przesyłowego, pracy systemu przesyłowego, wykorzystaniu stanowiskowych systemów i procesów, operacjach międzyoperatorskich, mechanizmach rynkowych, rozpoznawaniu sytuacji wyjątkowych w pracy systemu i reagowaniu na nie, działaniach i narzędziach planowania operacyjnego.
3. Pracownicy OSP odpowiedzialni za pracę systemu przesyłowego w czasie rzeczywistym przechodzą – w ramach szkoleń wstępnych – szkolenie w zakresie kwestii interoperacyjności systemów przesyłowych w oparciu o doświadczenia z eksploatacji i informacje zwrotne ze wspólnych szkoleń przeprowadzanych z sąsiednimi OSP zgodnie z art. 63. Szkolenie z zakresu interoperacyjności obejmuje przygotowanie i uruchomienie skoordynowanych działań zaradczych niezbędnych we wszystkich stanach systemu.
4. W swoim programie szkoleń dla pracowników odpowiedzialnych za pracę systemu przesyłowego w czasie rzeczywistym każdy OSP uwzględni częstotliwość szkoleń oraz następujące komponenty:
 - a) opis elementów systemu przesyłowego;

- b) praca systemu przesyłowego we wszystkich stanach systemu, w tym w stanie odbudowy systemu;
 - c) wykorzystanie stanowiskowych systemów i procesów;
 - d) koordynacja operacji międzyoperatorskich i mechanizmów rynkowych;
 - e) identyfikacja wyjątkowych sytuacji ruchowych i reagowanie na nie;
 - f) istotne obszary inżynierii elektroenergetycznej;
 - g) istotne aspekty unijnego rynku wewnętrznego energii elektrycznej;
 - h) istotne aspekty kodeksów sieci lub wytycznych przyjętych zgodnie z art. 6 i art. 18 rozporządzenia (WE) nr 714/2009;
 - i) bezpieczeństwo oraz ochrona osób, instalacji jądrowych i innego sprzętu w pracy systemu przesyłowego;
 - j) współpraca i koordynacja międzysystemowych OSP w zakresie pracy w czasie rzeczywistym i planowania ruchowego na poziomie głównych punktów dyspozytorskich, w języku angielskim, o ile nie określono inaczej;
 - k) wspólne szkolenia z OSD i SGU przyłączonymi do systemu przesyłowego, w stosownych przypadkach;
 - l) umiejętności behawioralne, ze szczególnym naciskiem na kwestie radzenia sobie ze stresem, zachowania osób w sytuacji krytycznej, odpowiedzialności i umiejętności motywowania; oraz
 - m) praktyki i narzędzia planowania operacyjnego, w tym praktyki i narzędzia używane w kontaktach z odpowiednimi regionalnymi koordynatorami bezpieczeństwa przy planowaniu operacyjnym.
5. Program szkoleń dla pracowników odpowiedzialnych za planowanie ruchowe musi co najmniej obejmować aspekty określone w ust. 4 lit. c), f), g), h), j) i m).
6. Program szkoleń dla pracowników odpowiedzialnych za bilansowanie musi co najmniej obejmować aspekty określone w ust. 4 lit. c), g) i h).
7. Każdy OSP prowadzi ewidencję szkoleń pracowników przez cały okres ich zatrudnienia. Na żądanie właściwego organu regulacyjnego każdy OSP przedstawia zakres i szczegóły swoich programów szkoleń.
8. Każdy OSP weryfikuje swoje programy szkoleń co najmniej raz w roku lub po zajściu znaczących zmian w systemie. Każdy OSP aktualizuje swoje programy szkoleń w celu odzwierciedlenia zmieniających się warunków ruchowych, przepisów rynkowych, konfiguracji sieci oraz charakterystyki systemu, ze szczególnym naciskiem na nowe techniki, zmieniające się konfiguracje zapotrzebowania i wytwarzania oraz zmiany na rynku.

Artykuł 59

Warunki szkolenia

1. Programy szkoleń każdego OSP dla pracowników odpowiedzialnych za pracę systemu w czasie rzeczywistym obejmują szkolenia stanowiskowe i szkolenia off-line. Szkolenia stanowiskowe przeprowadza się pod nadzorem doświadczonego pracownika odpowiedzialnego za pracę systemu w czasie rzeczywistym. Szkolenia off-line przeprowadza się w otoczeniu, które symuluje punkt dyspozytorski z poziomem szczegółowości modelowania odpowiednim dla zadań będących przedmiotem szkolenia.
2. Każdy OSP realizuje szkolenia dla pracowników odpowiedzialnych za pracę systemu w czasie rzeczywistym w oparciu o kompleksową bazę danych swojej sieci z odpowiednimi danymi z innych sieci lub przynajmniej z obszaru obserwowalności, na poziomie szczegółowości wystarczającym dla odtworzenia międzyoperatorskich zagadnień ruchowych. Scenariusze szkoleń opierają na rzeczywistych i symulowanych warunkach systemu. W stosownych przypadkach należy również symulować funkcje OSP, OSD przyłączonych do systemu przesyłowego i znaczących użytkowników sieci, chyba że mogą być oni bezpośrednio reprezentowani na wspólnych szkoleniach.

3. Każdy OSP koordynuje szkolenia off-line pracowników odpowiedzialnych za pracę systemu w czasie rzeczywistym z OSD i SGU przyłączonymi do systemu przesyłowego, w zakresie wpływu ich instalacji na pracę systemu przesyłowego w czasie rzeczywistym, w kompleksowy i proporcjonalny sposób, z odzwierciedleniem aktualnej topologii sieci i charakterystyki urządzeń wtórnych. W stosownych przypadkach OSP oraz OSD i SGU przyłączeni do systemu przesyłowego realizują wspólne symulacje na potrzeby szkoleń off-line lub warsztatów szkoleniowych.

Artykuł 60

Koordynatorzy szkoleń i osoby prowadzące szkolenia

1. Zakres odpowiedzialności koordynatora szkoleń obejmuje opracowanie, monitorowanie i aktualizowanie programów szkoleń, jak również określenie:
 - a) kwalifikacji i procesu selekcji pracowników OSP, którzy mają być szkoleni;
 - b) szkoleń koniecznych dla certyfikacji pracowników operatora systemu odpowiedzialnych za pracę systemu w czasie rzeczywistym;
 - c) procesów, w tym stosownych dokumentów, dotyczących programów szkoleń wstępnych oraz kroczących programów szkoleń;
 - d) procesu certyfikacji pracowników operatora systemu odpowiedzialnych za pracę systemu w czasie rzeczywistym; oraz
 - e) procesu wydłużenia okresu szkolenia i certyfikacji dla pracowników operatora systemu odpowiedzialnych za pracę systemu w czasie rzeczywistym.
2. Każdy OSP określa umiejętności i poziom kompetencji osób prowadzących szkolenia stanowiskowe. Osoby prowadzące szkolenia stanowiskowe muszą mieć odpowiednie doświadczenie operacyjne uzyskane po ich certyfikacji.
3. Każdy OSP prowadzi rejestr pracowników operatora systemu odpowiedzialnych za pracę systemu w czasie rzeczywistym, którzy pełnią funkcje osób prowadzących szkolenia stanowiskowe, i weryfikuje ich zdolność do prowadzenia szkoleń praktycznych w momencie podejmowania decyzji o przedłużeniu ich certyfikacji.

Artykuł 61

Certyfikacja pracowników operatora systemu odpowiedzialnych za pracę systemu w czasie rzeczywistym

1. Dana osoba może zostać pracownikiem OSP odpowiedzialnym za pracę systemu w czasie rzeczywistym, pod warunkiem że została przeszkolona, a następnie otrzymała certyfikację od wyznaczonego przedstawiciela OSP w zakresie odpowiednich zadań i w ramach czasowych określonych w programie szkoleń. Pracownik OSP odpowiedzialny za pracę systemu w czasie rzeczywistym nie może pracować na punkcie dyspozytorskim bez nadzoru, chyba że posiada certyfikat.
2. W terminie 18 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia każdy OSP określa i wdraża proces, z uwzględnieniem poziomu kompetencji, w zakresie certyfikacji pracowników OSP odpowiedzialnych za pracę systemu w czasie rzeczywistym.
3. Pracownicy OSP odpowiedzialni za pracę systemu w czasie rzeczywistym otrzymują certyfikaty po pozytywnej formalnej ocenie, która obejmuje ustny lub pisemny egzamin lub praktyczną ocenę z wykorzystaniem wcześniej określonych kryteriów powodzenia.
4. OSP przechowuje kopię wydanego certyfikatu i wyników oceny formalnej. Na wniosek organu regulacyjnego OSP dostarcza kopię dokumentacji egzaminu certyfikacyjnego.
5. Każdy OSP ewidencjonuje okres ważności certyfikatów wystawionych dla każdego pracownika odpowiedzialnego za pracę systemu w czasie rzeczywistym.
6. Każdy OSP określa maksymalny okres certyfikacji, który nie może przekraczać pięciu lat i który może zostać przedłużony na podstawie kryteriów określonych przez każdego OSP, oraz może uwzględnić udział pracowników odpowiedzialnych za pracę systemu w czasie rzeczywistym w programie szkoleń ustawicznych przy wystarczającym doświadczeniu praktycznym.

Artykuł 62

Wspólny język na potrzeby komunikacji pomiędzy pracownikami operatora systemu odpowiedzialnymi za pracę systemu w czasie rzeczywistym

1. O ile nie uzgodniono inaczej, wspólnym językiem na potrzeby kontaktów pomiędzy pracownikami danego OSP i sąsiednich OSP jest język angielski.
2. Każdy OSP szkoli swoich odpowiednich pracowników operatora systemu, aby osiągnęli wystarczające umiejętności w zakresie wspólnych języków na potrzeby kontaktów, ustalonych z sąsiednimi OSP.

Artykuł 63

Współpraca między OSP w zakresie szkoleń

1. Każdy OSP organizuje regularne sesje szkoleniowe z sąsiednimi OSP celem poprawy znajomości charakterystyki sąsiednich systemów przesyłowych, a także komunikacji i koordynacji pomiędzy pracownikami sąsiednich OSP odpowiedzialnymi za pracę systemu w czasie rzeczywistym. Szkolenia międzyoperatorskie OSP obejmują szczegółową wiedzę w zakresie skoordynowanych działań niezbędnych w każdym stanie systemu.
2. Każdy OSP określa, we współpracy co najmniej z sąsiednim OSP, potrzebę i częstość wspólnych sesji szkoleniowych, w tym minimalną treść i zakres sesji, biorąc pod uwagę wymagany poziom wzajemnego wpływu i konieczną współpracę ruchową. Takie szkolenia międzyoperatorskie mogą obejmować między innymi wspólne warsztaty szkoleniowe i wspólne szkoleniowe sesje symulatorowe.
3. Każdy OSP uczestniczy z innymi OSP, przynajmniej raz w roku, w sesjach szkoleniowych w zakresie zarządzania kwestiami międzyoperatorskimi w pracy w czasie rzeczywistym. Częstość określa się, uwzględniając poziom wzajemnego wpływu systemów przesyłowych oraz rodzaj wzajemnych połączeń – prądu stałego/przemiennego.
4. Każdy OSP wymienia doświadczenia z pracy w czasie rzeczywistym, z uwzględnieniem wizyt studyjnych i wymiany doświadczeń pomiędzy pracownikami operatorów systemów odpowiedzialnymi za pracę systemu w czasie rzeczywistym, z sąsiednimi OSP, ze wszystkimi OSP, z którymi następuje lub nastąpiła interakcja ruchowa pomiędzy OSP, a także z odpowiednimi regionalnymi koordynatorami bezpieczeństwa.

CZĘŚĆ III

PLANOWANIE OPERACYJNE

TYTUŁ 1

DANE NA POTRZEBY ANALIZY BEZPIECZEŃSTWA PRACY W RAMACH PLANOWANIA OPERACYJNEGO

Artykuł 64

Przepisy ogólne dotyczące indywidualnych i wspólnych modeli sieci

1. W celu przeprowadzenia analizy bezpieczeństwa pracy zgodnie z tytułem 2 niniejszej części każdy OSP przygotowuje indywidualne modele sieci zgodnie z metodami ustanowionymi przy zastosowaniu przepisów art. 17 rozporządzenia (UE) 2015/1222 i art. 18 rozporządzenia (UE) 2016/1719 dla każdego z poniższych przedziałów czasowych, stosując format danych określony zgodnie z art. 114 ust. 2:
 - a) na następny rok zgodnie z art. 66, 67 i 68;
 - b) w stosownych przypadkach, na następny tydzień zgodnie z art. 69;
 - c) na następny dzień zgodnie z art. 70; oraz
 - d) na bieżący dzień zgodnie z art. 70.
2. Indywidualne modele sieci obejmują informacje i dane strukturalne określone w art. 41.

3. Każdy OSP tworzy indywidualne modele sieci, a każdy regionalny koordynator bezpieczeństwa wnosi wkład w tworzenie wspólnych modeli sieci, stosując format danych określony zgodnie z art. 114 ust. 2.

Artykuł 65

Scenariusze na następny rok

1. Wszyscy OSP wspólnie opracowują wspólny wykaz scenariuszy na następny rok, pod kątem których oceniają funkcjonowanie połączonego systemu przesyłowego na następny rok. Przedmiotowe scenariusze umożliwiają identyfikację i ocenę wpływu połączonego systemu przesyłowego na bezpieczeństwo pracy. Scenariusze muszą zawierać następujące zmienne:

- a) zapotrzebowanie na energię elektryczną;
- b) warunki dotyczące udziału odnawialnych źródeł energii;
- c) określone salda importu/eksportu, w tym uzgodnione wartości referencyjne umożliwiające proces łączenia;
- d) rozkład generacji przy pełnej dostępności zakładów wytwórczych;
- e) rozwój sieci na następny rok.

2. Opracowując wspólny wykaz scenariuszy, OSP biorą pod uwagę następujące elementy:

- a) typowe wzorce transgranicznej wymiany energii elektrycznej dla różnych poziomów zapotrzebowania oraz generacji źródeł energii odnawialnej i konwencjonalnej;
- b) prawdopodobieństwo wystąpienia scenariuszy;
- c) potencjalne odstępstwa od granic bezpieczeństwa pracy systemów dla każdego scenariusza;
- d) ilość energii elektrycznej wytworzonej i odebranej przez zakłady wytwarzania energii i instalacje odbiorcze przyłączone do systemów dystrybucyjnych.

3. W przypadku gdy OSP nie zdołają ustanowić wspólnego wykazu scenariuszy, o którym mowa w ust. 1, muszą korzystać z następujących scenariuszy domyślnych:

- a) szczytowe zapotrzebowanie w zimie, 3. środa stycznia bieżącego roku, 10:30 CET;
- b) dolina zapotrzebowania w zimie, 2. niedziela stycznia bieżącego roku, 03:30 CET;
- c) szczytowe zapotrzebowanie na wiosnę, 3. środa kwietnia bieżącego roku, 10:30 CET;
- d) dolina zapotrzebowania na wiosnę, 2. niedziela kwietnia bieżącego roku, 03:30 CET;
- e) szczytowe zapotrzebowanie w lecie, 3. środa lipca poprzedniego roku, 10:30 CET;
- f) dolina zapotrzebowania w lecie, 2. niedziela lipca poprzedniego roku, 03:30 CET;
- g) szczytowe zapotrzebowanie jesienią, 3. środa października poprzedniego roku, 10:30 CET;
- h) dolina zapotrzebowania jesienią, 2. niedziela października poprzedniego roku, 03:30 CET.

4. ENTSO-E publikuje co roku, do dnia 15 lipca, wspólny wykaz scenariuszy ustalony na kolejny rok, wraz z opisem tych scenariuszy i okresem, w którym takie scenariusze mają być używane.

Artykuł 66

Indywidualne modele sieci na następny rok

1. Każdy OSP opracowuje indywidualny model sieci na następny rok dla każdego ze scenariuszy opracowanych zgodnie z art. 65, wykorzystując najdokładniejsze oszacowania zmiennych określonych w art. 65 ust. 1. Każdy OSP publikuje swoje indywidualne modele sieci na następny rok w środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO-E zgodnie z art. 114 ust. 1.

2. Tworząc indywidualny model sieci na następny rok, każdy OSP:
 - a) uzgadnia z sąsiednimi OSP szacunkowy poziom wymiany energii elektrycznej na połączeniach HVDC łączących ich obszary regulacyjne;
 - b) wyznacza dla każdego scenariusza saldo:
 - (i) wymiany netto na liniach prądu przemiennego;
 - (ii) szacunkowego poziomu wymiany energii elektrycznej na połączeniach HVDC;
 - (iii) zapotrzebowania z uwzględnieniem strat; oraz
 - (iv) generacji.
3. Każdy OSP uwzględnia w swoich indywidualnych modelach sieci na następny rok zagregowaną generowaną moc dla zakładów wytwarzania energii przyłączonych do systemów dystrybucyjnych. Powyższa zagregowana generowana moc musi być:
 - a) spójna z danymi strukturalnymi przekazywanymi zgodnie z wymogami określonymi w art. 41, 43, 45 i 48;
 - b) zgodna ze scenariuszami opracowanymi zgodnie z art. 65; oraz
 - c) podana z podziałem na rodzaje źródeł energii pierwotnej.

Artykuł 67

Wspólne modele sieci na następny rok

1. W terminie 6 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP wspólnie opracowują propozycję metody tworzenia wspólnych modeli sieci na następny rok z indywidualnych modeli sieci utworzonych zgodnie z art. 66 ust. 1 oraz ich zapisywania. Metoda musi uwzględniać i, w razie potrzeby, uzupełniać warunki ruchowe metody dotyczącej wspólnego modelu sieci, opracowanej zgodnie z art. 17 rozporządzenia (UE) 2015/1222 i art. 18 rozporządzenia (UE) 2016/1719, w odniesieniu do następujących elementów:
 - a) terminy gromadzenia indywidualnych modeli sieci na następny rok w celu ich połączenia we wspólny model sieci i w celu zapisania indywidualnych i wspólnych modeli sieci;
 - b) kontrola jakości indywidualnych i wspólnych modeli sieci będzie wdrożona w celu zapewnienia ich kompletności i spójności; oraz
 - c) korygowanie indywidualnych i wspólnych modeli sieci, wdrożenie przynajmniej kontroli jakości, o której mowa w lit. b).
2. Każdy OSP ma prawo żądać od innego OSP wszelkich informacji dotyczących modyfikacji topologii sieci lub ustaleń ruchowych, np. nastaw zabezpieczeń lub automatyk zabezpieczeniowych, jednokreskowych schematów sieci oraz konfiguracji stacji elektroenergetycznej lub dodatkowych modeli sieci istotnych dla zapewnienia dokładnego odzwierciedlenia systemu przesyłowego na potrzeby podjęcia analizy bezpieczeństwa pracy.

Artykuł 68

Aktualizacje indywidualnych i wspólnych modeli sieci na następny rok

1. Jeżeli OSP modyfikuje lub odnotowuje modyfikację swoich najdokładniejszych oszacowań dla zmiennych wykorzystywanych w celu określenia indywidualnego modelu sieci na następny rok ustanowionego zgodnie z art. 66 ust. 1, co jest istotne ze względu na bezpieczeństwo pracy, musi zaktualizować swój indywidualny model sieci na następny rok i opublikować go w środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO-E.
2. Za każdym razem gdy aktualizuje się indywidualny model sieci, wspólny model sieci na następny rok musi zostać uaktualniony z zastosowaniem metody określonej zgodnie z art. 67 ust. 1.

*Artykuł 69***Indywidualne i wspólne modele sieci na następny tydzień**

1. W przypadku gdy co najmniej dwaj OSP uznają to za konieczne, ustalają najbardziej reprezentatywne scenariusze do celów analizy koordynacji bezpieczeństwa pracy swojego systemu przesyłowego w przedziale czasowym następnego tygodnia i opracowują metodę łączenia indywidualnych modeli sieci analogiczną do metody dotyczącej tworzenia wspólnego modelu sieci na następny rok z indywidualnych modeli sieci na następny rok zgodnie z art. 67 ust. 1.
2. Każdy OSP, o którym mowa w ust. 1, ustanawia lub aktualizuje swoje indywidualne modele sieci na następny tydzień na podstawie scenariuszy ustalonych zgodnie z ust. 1.
3. OSP, o których mowa w ust. 1, lub osoby trzecie, którym powierzono zadanie, o którym mowa w ust. 1, tworzą wspólne modele sieci na następny tydzień, stosując metodę opracowaną zgodnie z ust. 1 oraz korzystając z indywidualnych modeli sieci ustanowionych zgodnie z ust. 2.

*Artykuł 70***Metoda tworzenia wspólnych modeli sieci na następny dzień i bieżący dzień**

1. W terminie 6 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP wspólnie opracowują propozycję dotyczącą metody tworzenia wspólnych modeli sieci na następny dzień i bieżący dzień z indywidualnych modeli sieci oraz ich zapisywania. Metoda ta musi uwzględniać i, w razie potrzeby, uzupełniać warunki operacyjne metody dotyczącej wspólnego modelu sieci, opracowanej zgodnie z art. 17 rozporządzenia (UE) 2015/1222, w odniesieniu do następujących elementów:
 - a) określenie znaczników czasu;
 - b) terminy dotyczące gromadzenia indywidualnych modeli sieci, połączenia ich we wspólny model sieci i zapisywania indywidualnych i wspólnych modeli sieci; Terminy te muszą być zgodne z regionalnymi procesami ustanowionymi na potrzeby przygotowywania i uruchamiania działań zaradczych;
 - c) wdrożenie kontroli jakości indywidualnych modeli i wspólnego modelu sieci w celu zapewnienia ich kompletności i spójności;
 - d) korekta indywidualnych i wspólnych modeli sieci, wdrożenie przynajmniej kontroli jakości, o której mowa w lit. c); oraz
 - e) posługiwanie się dodatkowymi informacjami dotyczącymi ustaleń operacyjnych, np. nastaw zabezpieczeń lub automatyk zabezpieczeniowych, jednokreskowych schematów sieci oraz konfiguracji stacji w celu zarządzania bezpieczeństwem pracy.
2. Każdy OSP tworzy indywidualne modele sieci na następny dzień i bieżący dzień zgodnie z ust. 1 i publikuje je w środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO-E.
3. Przy tworzeniu indywidualnych modeli sieci na następny dzień i bieżący dzień, o których mowa w ust. 2, każdy OSP musi uwzględnić:
 - a) aktualne prognozy obciążenia i generacji;
 - b) dostępne wyniki procesów rynku następnego dnia i bieżącego dnia;
 - c) dostępne wyniki zadań graficznych opisanych w tytule 6 części III;
 - d) w przypadku zakładów wytwarzania energii przyłączonych do systemów dystrybucyjnych – zagregowaną generowaną moc czynną z rozróżnieniem rodzajów źródeł energii pierwotnej, zgodnie z danymi podawanymi zgodnie z art. 40, 43, 44, 48, 49 i 50;
 - e) aktualną topologię systemu przesyłowego.

4. Wszystkie uprzednio uzgodnione działania zaradcze są uwzględniane w indywidualnych modelach sieci na następny dzień i bieżący dzień i są wyraźnie odróżniane od generacji wprowadzanej i odbieranej ustalonej zgodnie z art. 40 ust. 4 oraz od topologii sieci bez zastosowania działań zaradczych.
5. Każdy OSP ocenia dokładność zmiennych podanych w ust. 3 poprzez porównanie zmiennych z ich rzeczywistymi wartościami, przy uwzględnieniu zasad określonych na podstawie art. 75 ust. 1 lit. c).
6. Jeżeli w następstwie oceny, o której mowa w ust. 5, OSP uzna, że dokładność zmiennych jest niewystarczająca, aby ocenić bezpieczeństwo pracy systemu, to dany OSP musi określić przyczyny braku dokładności. Jeżeli wspomniane przyczyny zależą od procesów OSP służących stworzeniu indywidualnych modeli sieci, dany OSP weryfikuje takie procesy w celu uzyskania bardziej dokładnych wyników. Jeżeli wspomniane przyczyny zależą od zmiennych dostarczanych przez inne podmioty, dany OSP wspólnie z takimi innymi podmiotami dokłada starań w celu zagwarantowania, że przedmiotowe zmienne są poprawne.

Artykuł 71

Kontrola jakości modeli sieci

Określając kontrole jakości zgodnie z art. 67 ust. 1 lit. b) i art. 70 ust. 1 lit. c), wszyscy OSP wspólnie określają kontrole mające na celu sprawdzenie co najmniej:

- a) spójności wyłączeń na połączeniach międzysystemowych;
- b) utrzymywania wartości napięcia w normalnym zakresie operacyjnym dla tych elementów systemu przesyłowego, które mają wpływ na inne obszary regulacyjne;
- c) spójności przejściowych dopuszczalnych przeciążeń na połączeniach międzysystemowych; oraz
- d) zgodności wprowadzanej i wycofywanej mocy czynnej i mocy biernej z normalnymi wartościami operacyjnymi.

TYTUŁ 2

WYMOGI DOTYCZĄCE ANALIZY BEZPIECZEŃSTWA PRACY SYSTEMU

Artykuł 72

Analiza bezpieczeństwa pracy systemu w ramach planowania operacyjnego

1. Każdy OSP przeprowadza skoordynowane analizy bezpieczeństwa pracy co najmniej dla poniższych przedziałów czasowych:
 - a) następny rok;
 - b) następny tydzień, w stosownych przypadkach zgodnie z art. 69;
 - c) następny dzień; oraz
 - d) bieżący dzień.
2. Przeprowadzając skoordynowaną analizę bezpieczeństwa pracy systemu, OSP stosuje metodę przyjętą zgodnie z art. 75.
3. W celu przeprowadzenia analiz bezpieczeństwa pracy systemu każdy OSP symuluje, w sytuacji N, każde zdarzenie awaryjne z wykazu zdarzeń awaryjnych sporządzonego zgodnie z art. 33 oraz weryfikuje, czy w sytuacji (N-1) granice bezpieczeństwa pracy systemu, określone zgodnie z art. 25, nie zostały przekroczone w jego obszarze regulacyjnym.
4. Każdy OSP przeprowadza swoje analizy bezpieczeństwa pracy systemu przy zastosowaniu co najmniej wspólnych modeli sieci utworzonych zgodnie z art. 67, 68 i 70 oraz, w stosownych przypadkach, z art. 69, a także uwzględnia planowane wyłączenia przy przeprowadzaniu tych analiz.
5. Każdy OSP udostępnia wyniki swojej analizy bezpieczeństwa pracy systemu co najmniej OSP, których elementy są objęte obszarem obserwowalności OSP i są elementami limitującymi zgodnie z analizą bezpieczeństwa pracy systemu, aby umożliwić takim OSP weryfikację tego, czy granice bezpieczeństwa pracy systemu pozostają nienaruszone w ramach ich obszarów regulacyjnych.

*Artykuł 73***Analiza bezpieczeństwa pracy systemu na następny rok, łącznie z analizą bezpieczeństwa pracy systemu na następny tydzień**

1. Każdy OSP przeprowadza analizy bezpieczeństwa pracy systemu na następny rok i, w stosownych przypadkach, na następny tydzień w celu zidentyfikowania przynajmniej następujących ograniczeń:
 - a) rozpliwów mocy i napięć przekraczających granice bezpieczeństwa operacyjnego;
 - b) naruszenia granic stabilności systemu przesyłowego zidentyfikowane zgodnie z art. 38 ust. 2 i 6; oraz
 - c) przekroczenia dopuszczalnych prądów zwarciovych w systemie przesyłowym.
2. W przypadku gdy OSP zidentyfikuje potencjalne ograniczenia, opracowuje działania zaradcze zgodnie z art. 20–23. Jeżeli bezkosztowe działania zaradcze nie są dostępne, a ograniczenie jest powiązane z planowaną niedostępnością niektórych istotnych elementów, ograniczenie stanowi niezgodność planowania wyłączeń, a OSP musi uruchomić koordynację wyłączeń zgodnie z art. 95 lub art. 100, w zależności od tego, w jakim momencie roku wszczęto działanie.

*Artykuł 74***Analiza bezpieczeństwa pracy systemu na następny dzień, na bieżący dzień i w czasie zbliżonym do rzeczywistego**

1. Każdy OSP przeprowadza analizy bezpieczeństwa pracy systemu na następny dzień, na bieżący dzień i w czasie zbliżonym do rzeczywistego w celu identyfikacji ewentualnych ograniczeń i przygotowania oraz aktywowania działań zaradczych z innymi zainteresowanymi OSP oraz, w stosownych przypadkach, z zainteresowanymi OSD lub SGU.
2. Każdy OSP monitoruje prognozy obciążenia i generacji. Jeżeli prognozy te wskazują na znaczące odchylenie obciążenia lub generacji, OSP dokonują aktualizacji swojej analizy bezpieczeństwa pracy systemu.
3. Przeprowadzając analizę bezpieczeństwa pracy systemu w czasie zbliżonym do rzeczywistego w swoim obszarze obserwowalności, każdy OSP wykorzystuje estymację stanu.

*Artykuł 75***Metoda koordynacji analiz bezpieczeństwa pracy systemu**

1. W terminie 12 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP wspólnie opracowują propozycję dotyczącą metody koordynacji analiz bezpieczeństwa pracy. Metoda ta ma na celu ujednolicenie analiz bezpieczeństwa pracy systemu przynajmniej dla obszaru synchronicznego i obejmuje co najmniej:
 - a) metody oceny wpływu elementów systemu przesyłowego i SGU położonych poza obszarem regulacyjnym OSP w celu identyfikacji tych elementów tworzących obszar obserwowalności OSP i progów wpływu zdarzeń awaryjnych, powyżej których zdarzenia awaryjne takich elementów stanowią zewnętrzne zdarzenia awaryjne;
 - b) zasady wspólnej oceny ryzyka zdarzeń awaryjnych, o których mowa w art. 33, obejmujące co najmniej:
 - (i) powiązane prawdopodobieństwo;
 - (ii) przejściowe dopuszczalne przeciążenia; oraz
 - (iii) skutki zdarzeń awaryjnych;
 - c) zasady oceny oraz postępowania w razie niepewności generacji i obciążenia, z uwzględnieniem marginesu niezawodności zgodnie z art. 22 rozporządzenia (UE) 2015/1222;
 - d) wymogi dotyczące koordynacji i wymiany informacji między regionalnymi koordynatorami bezpieczeństwa odnośnie do zadań wymienionych w art. 77 ust. 3;

e) rolę ENTSO-E w zarządzaniu wspólnymi narzędziami, poprawie zasad dotyczących jakości danych, monitorowaniu metody dla skoordynowanej analizy bezpieczeństwa pracy systemu oraz wspólnych przepisów dotyczących regionalnego bezpieczeństwa pracy systemu w każdym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych.

2. Metody, o których mowa w ust. 1 lit. a), muszą umożliwiać identyfikację wszystkich elementów obszaru obserwowalności OSP, będących elementami sieci innych OSP lub OSD, modułów wytwarzania energii lub instalacji odbiorczych przyłączonych do systemu przesyłowego. Metody te uwzględniają następujące elementy systemu przesyłowego i charakterystykę SGU:

- a) status połączeń lub wielkości elektryczne (takie jak napięcia, rozprawy mocy, położenie kątowe wirnika), które mają znaczący wpływ na dokładność wyników estymacji stanu dla obszaru regulacyjnego danego OSP, powyżej wspólnych progów;
- b) status połączeń lub wielkości elektryczne (takie jak napięcia, rozprawy mocy, położenie kątowe wirnika), które mają znaczący wpływ na dokładność wyników analizy bezpieczeństwa pracy danego OSP, powyżej wspólnych progów; oraz
- c) wymóg zapewnienia odpowiedniego przedstawienia połączonych elementów w obszarze obserwowalności OSP.

3. Wartości, o których mowa w ust. 2 lit. a) i b), określa się poprzez sytuacje reprezentatywne dla różnych warunków, jakich można oczekiwać, charakteryzujące się takimi zmiennymi jak poziom i rozkład generacji, poziom transgranicznej wymiany energii elektrycznej i wyłączenia elementów.

4. Metody, o których mowa w ust. 1 lit. a), muszą umożliwiać identyfikację wszystkich elementów wykazu zewnętrznych zdarzeń awaryjnych OSP o następującej charakterystyce:

- a) każdy element ma współczynnik wpływu na wielkości elektryczne w obszarze regulacyjnym OSP (takie jak: napięcie, rozprawy mocy, położenie kątowe wirnika) większe niż wspólne progi wpływu zdarzenia awaryjnego, co oznacza, że wyłączenie takiego elementu może mieć znaczący wpływ na wyniki analizy zdarzeń awaryjnych OSP;
- b) dobór dopuszczalnego wpływu zdarzeń awaryjnych w danym OSP musi minimalizować ryzyko wystąpienia zdarzenia awaryjnego zidentyfikowanego w obszarze regulacyjnym innego OSP i jednocześnie nieznajdującego się w wykazie zewnętrznych zdarzeń awaryjnych danego OSP, może prowadzić do zachowań systemu powszechnie uznawanych za nieakceptowalne dla każdego elementu z wykazu wewnętrznych zdarzeń awaryjnych danego OSP, takich jak stan zagrożenia;
- c) ocena takiego ryzyka musi się opierać na sytuacjach reprezentatywnych dla różnych warunków, jakich można oczekiwać, które charakteryzują takie zmienne jak rozkład generacji, poziomy wymiany, wyłączenia elementów:

5. Zasady wspólnej oceny ryzyka, o których mowa w ust. 1 lit. b), określają kryteria oceny bezpieczeństwa wzajemnie połączonego systemu. Kryteria te ustanawia się w odniesieniu do ujednoliconego poziomu maksymalnego dopuszczalnego ryzyka w ramach analizy bezpieczeństwa różnych OSP. Zasady te odnoszą się do:

- a) spójności określania wyjątkowych zdarzeń awaryjnych;
- b) oceny prawdopodobieństwa i skutków wyjątkowych zdarzeń awaryjnych; oraz
- c) uwzględniania wyjątkowych zdarzeń awaryjnych z wykazu zdarzeń awaryjnych OSP, gdy prawdopodobieństwo ich wystąpienia przekracza wspólny próg.

6. Zasady oceny i postępowania w razie niepewności, o których mowa w ust. 1 lit. c), przewidują utrzymywanie skutków niepewności dotyczących generacji lub zapotrzebowania poniżej dopuszczalnego i ujednoliconego maksymalnego poziomu dla analizy bezpieczeństwa pracy każdego OSP. Zasady te określają:

- a) ujednolicone warunki, w przypadku gdy jeden OSP aktualizuje swoją analizę bezpieczeństwa pracy. Warunki te muszą uwzględniać istotne aspekty, takie jak horyzont czasowy dla prognoz generacji i zapotrzebowania, poziom zmian prognozowanych wartości w obszarze regulacyjnym OSP lub w innych obszarach regulacyjnych innych OSP, lokalizację generacji i odbiorów, wyniki wcześniejszych analiz bezpieczeństwa pracy; oraz
- b) minimalną częstotliwość aktualizacji prognoz generacji i zapotrzebowania, w zależności od ich zmienności i zainstalowanej mocy generacji niedyspozycyjnej.

Artykuł 76

Propozycja dotycząca regionalnej koordynacji bezpieczeństwa pracy

1. W terminie 3 miesięcy po zatwierdzeniu metody koordynacji analizy bezpieczeństwa pracy, o której mowa w art. 75 ust. 1, wszyscy OSP w każdym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych wspólnie opracowują propozycję dotyczącą wspólnych przepisów w zakresie regionalnej koordynacji bezpieczeństwa pracy, które mają być stosowane przez regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa i OSP z danego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych. Propozycja musi uwzględniać metody koordynacji analizy bezpieczeństwa pracy opracowane zgodnie z art. 75 ust. 1 oraz, w razie potrzeby, uzupełniać metody opracowane zgodnie z art. 35 i 74 rozporządzenia (UE) 2015/1222. Propozycja musi określać:
 - a) warunki i częstotliwość koordynacji na bieżący dzień odnośnie do analizy bezpieczeństwa pracy systemu oraz aktualizacji wspólnego modelu sieci przez regionalnego koordynatora bezpieczeństwa;
 - b) metody przygotowywania działań zaradczych zarządzanych w skoordynowany sposób, z uwzględnieniem ich znaczenia transgranicznego określonego zgodnie z art. 35 rozporządzenia (UE) 2015/1222, biorąc pod uwagę wymogi określone w art. 20–23 i ustalając co najmniej:
 - (i) procedurę wymiany informacji o dostępnych działaniach zaradczych między odpowiednimi OSP a regionalnym koordynatorem bezpieczeństwa;
 - (ii) klasyfikację ograniczeń i działań zaradczych zgodnie z art. 22;
 - (iii) identyfikację najbardziej skutecznych i efektywnych pod względem ekonomicznym działań zaradczych w przypadku naruszeń bezpieczeństwa pracy, o których mowa w art. 22;
 - (iv) przygotowanie i uruchomienie działań zaradczych zgodnie z art. 23 ust. 2;
 - (v) podział kosztów działań zaradczych, o których mowa w art. 22, uzupełniających, w stosownych przypadkach, wspólną metodę opracowaną zgodnie z art. 74 rozporządzenia (UE) 2015/1222. Zgodnie z ogólną zasadą koszty istotnych nietransgranicznych ograniczeń przesyłowych ponosi OSP odpowiedzialny za dany obszar regulacyjny, a koszty usunięcia istotnych transgranicznych ograniczeń przesyłowych ponoszą OSP odpowiedzialni za obszary regulacyjne, proporcjonalnie do negatywnych skutków wymiany energii pomiędzy danymi obszarami regulacyjnymi dla elementu sieci podlegającej ograniczeniom przesyłowym.
2. Ustalając, czy ograniczenie przesyłowe ma znaczenie transgraniczne, OSP biorą pod uwagę ograniczenie przesyłowe, które miałyby miejsce w przypadku braku wymiany energii pomiędzy obszarami regulacyjnymi.

Artykuł 77

Organizacja regionalnej koordynacji bezpieczeństwa pracy

1. Propozycja wszystkich OSP z regionu wyznaczania zdolności przesyłowych dotycząca wspólnych przepisów w zakresie regionalnej koordynacji bezpieczeństwa pracy zgodnie z art. 76 ust. 1 musi również obejmować wspólne przepisy dotyczące organizacji regionalnej koordynacji bezpieczeństwa pracy, w tym co najmniej:
 - a) wyznaczenie regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa, którzy będą wykonywali zadania określone w ust. 3 dla danego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych;
 - b) zasady dotyczące zarządzania i działania regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa, zapewniające równe traktowanie wszystkich OSP;
 - c) w przypadku gdy OSP zaproponują wyznaczenie więcej niż jednego regionalnego koordynatora bezpieczeństwa zgodnie z lit. a):
 - (i) propozycję dotyczącą spójnego podziału zadań pomiędzy regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa, którzy będą działać w danym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych. Propozycja musi w pełni uwzględniać konieczność koordynacji różnych zadań powierzonych regionalnym koordynatorom bezpieczeństwa;

- (ii) ocenę wykazującą, że zaproponowana struktura regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa jest skuteczna, efektywna i spójna ze skoordynowanym regionalnym wyznaczaniem zdolności przesyłowych ustanowionym na podstawie art. 20 i 21 rozporządzenia (UE) 2015/1222;
 - (iii) skuteczny proces koordynacyjno-decyzyjny w celu pogodzenia sprzecznych stanowisk regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa w danym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych.
2. Opracowując propozycję odnoszącą się do wspólnych przepisów dotyczących organizacji regionalnej koordynacji bezpieczeństwa pracy, o których mowa w ust. 1, należy spełnić następujące wymogi:
- a) każdy OSP musi podlegać przynajmniej jednemu regionalnemu koordynatorowi bezpieczeństwa;
 - b) wszyscy OSP muszą zagwarantować, że w Unii nie będzie więcej niż sześciu regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa ogółem.
3. OSP z każdego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych proponują przekazanie następujących zadań zgodnie z ust. 1:
- a) regionalna koordynacja bezpieczeństwa pracy zgodnie z art. 78 w celu wsparcia OSP w realizacji ich obowiązków dla przedziałów czasowych następnego roku, następnego dnia i bieżącego dnia określonych w art. 34 ust. 3, art. 72 i 74;
 - b) tworzenie wspólnego modelu sieci zgodnie z art. 79;
 - c) regionalna koordynacja wyłączeń zgodnie z art. 80 w celu wsparcia OSP w realizacji ich obowiązków określonych w art. 98 i 100;
 - d) ocena wystarczalności regionalnej zgodnie z art. 81 w celu wsparcia OSP w realizacji ich obowiązków określonych w art. 107.
4. Realizując swoje zadania, regionalny koordynator bezpieczeństwa uwzględnia dane obejmujące co najmniej wszystkie regiony wyznaczania zdolności przesyłowych, dla których przydzielono mu zadania, z uwzględnieniem obszarów obserwowalności wszystkich OSP w danych regionach wyznaczania zdolności przesyłowych.
5. Wszyscy regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa koordynują realizację swoich zadań w celu ułatwienia osiągnięcia celów niniejszego rozporządzenia. Wszyscy regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa zapewniają harmonizację procesów, a w przypadku gdy dublowanie nie jest uzasadnione efektywnością lub koniecznością zapewnienia ciągłości działania – tworzenie wspólnych narzędzi w celu zapewnienia sprawnej współpracy i koordynacji pomiędzy regionalnymi koordynatorami bezpieczeństwa.

Artykuł 78

Regionalna koordynacja bezpieczeństwa pracy

1. Każdy OSP dostarcza regionalnemu koordynatorowi bezpieczeństwa wszystkie informacje i dane niezbędne do przeprowadzenia skoordynowanej regionalnej oceny bezpieczeństwa pracy systemu, obejmujące co najmniej:
- a) zaktualizowany wykaz zdarzeń awaryjnych ustanowiony według kryteriów określonych w metodzie dotyczącej koordynacji analizy bezpieczeństwa pracy systemu przyjętej zgodnie z art. 75 ust. 1 lit. c);
 - b) zaktualizowany wykaz ewentualnych działań zaradczych spośród kategorii wymienionych w art. 22 oraz ich przewidywane koszty podane zgodnie z art. 35 rozporządzenia (UE) 2015/1222, jeżeli działanie zaradcze obejmuje redysponowanie lub zakup przeciwny, mających na celu przyczynienie się do złagodzenia wszelkich ograniczeń zidentyfikowanych w danym regionie; oraz
 - c) granice bezpieczeństwa pracy systemu ustanowione zgodnie z art. 25;
2. Każdy regionalny koordynator bezpieczeństwa:
- a) wykonuje skoordynowaną regionalną ocenę bezpieczeństwa pracy systemu zgodnie z art. 76 na podstawie wspólnych modeli sieci ustanowionych zgodnie z art. 79, wykazu zdarzeń awaryjnych i granic bezpieczeństwa pracy systemu dostarczonych przez każdego OSP zgodnie z ust. 1. Przekazuje wyniki skoordynowanej regionalnej oceny bezpieczeństwa pracy systemu przynajmniej wszystkim OSP z regionu wyznaczania zdolności przesyłowych.

W przypadku gdy zidentyfikuje ograniczenie, zaleca właściwym OSP najbardziej skuteczne i efektywne pod względem ekonomicznym działania zaradcze i może również zalecić działania zaradcze inne niż te przedstawione przez OSP; Takiemu zaleceniu dotyczącemu działań zaradczych musi towarzyszyć wyjaśnienie jego powodów;

b) koordynuje przygotowywanie działań zaradczych z OSP i pomiędzy nimi zgodnie z art. 76 ust. 1 lit. b), aby umożliwić OSP realizację skoordynowanego uruchomienia działań zaradczych w czasie rzeczywistym.

3. Wykonując skoordynowaną regionalną ocenę bezpieczeństwa pracy systemu i określając odpowiednie działania zaradcze, każdy regionalny koordynator bezpieczeństwa prowadzi koordynację z innymi regionalnymi koordynatorami bezpieczeństwa.

4. W przypadku gdy OSP otrzymuje od odpowiedniego regionalnego koordynatora bezpieczeństwa wyniki skoordynowanej regionalnej oceny bezpieczeństwa pracy systemu z propozycją dotyczącą działania zaradczego, musi ocenić wpływ zalecanego działania zaradczego na elementy zaangażowane w dane działania zaradcze i umiejscowione w jego obszarze regulacyjnym. Realizując te działania, musi on stosować przepisy art. 20. OSP decyduje o wdrożeniu zalecanego działania zaradczego. W przypadku gdy podejmie decyzję o niewdrażaniu zalecanego działania zaradczego, przedstawia regionalnemu koordynatorowi bezpieczeństwa uzasadnienie takiej decyzji. W przypadku gdy OSP zdecyduje o wdrożeniu zalecanego działania zaradczego, stosuje dane działania zaradcze dla elementów położonych w jego obszarze regulacyjnym, pod warunkiem że jest on zgodny z warunkami w czasie rzeczywistym

Artykuł 79

Tworzenie wspólnego modelu sieci

1. Każdy regionalny koordynator bezpieczeństwa przeprowadza kontrolę jakości indywidualnych modeli sieci w celu wniesienia wkładu w tworzenie wspólnego modelu sieci dla każdego wymienionego przedziału czasowego zgodnie z metodami, o których mowa w art. 67 ust. 1 i art. 70 ust. 1.

2. Każdy OSP udostępnia regionalnemu koordynatorowi bezpieczeństwa indywidualny model sieci niezbędny do utworzenia wspólnego modelu sieci dla każdego przedziału czasowego poprzez środowisko danych planowania operacyjnego ENTSO-E.

3. W razie konieczności każdy regionalny koordynator bezpieczeństwa może zażądać od odpowiednich OSP korekty indywidualnych modeli sieci w celu doprowadzenia do ich zgodności z wynikami kontroli jakości i dla ich ulepszenia.

4. Każdy OSP koryguje swoje indywidualne modele sieci po weryfikacji, jeśli zajdzie taka potrzeba, na podstawie wniosków regionalnego koordynatora bezpieczeństwa lub innego OSP.

5. Zgodnie z metodą, o której mowa w art. 67 ust. 1 i art. 70 ust. 1, oraz zgodnie z art. 28 rozporządzenia (UE) 2015/1222 regionalny koordynator bezpieczeństwa jest wyznaczany przez wszystkich OSP w celu utworzenia wspólnego modelu sieci dla każdego przedziału czasowego i umieszczenia go w środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO-E.

Artykuł 80

Regionalna koordynacja wyłączeń

1. Regiony koordynacji wyłączeń, w których OSP przystąpi do koordynacji wyłączeń, muszą być przynajmniej równe regionom wyznaczania zdolności przesyłowych.

2. OSP z dwóch lub więcej regionów koordynacji wyłączeń mogą uzgodnić ich połączenie w jeden region koordynacji wyłączeń. W takim przypadku muszą wskazać regionalnego koordynatora bezpieczeństwa wykonującego zadania, o których mowa w art. 77 ust. 3.

3. Każdy OSP przekazuje regionalnemu koordynatorowi bezpieczeństwa informacje niezbędne do wykrywania i rozwiązywania regionalnych niezgodności w zakresie planowania wyłączeń, w tym co najmniej:

a) plany dostępności istotnych wewnętrznych elementów przechowywane w środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO-E;

- b) najnowsze plany dostępności nieistotnych elementów z jego obszaru regulacyjnego, które:
 - (i) mają zdolność wpływania na wyniki analizy niezgodności planowania wyłączeń;
 - (ii) są modelowane w indywidualnych modelach sieci wykorzystywanych do oceny niezgodności wyłączeń;
 - c) scenariusze, na podstawie których należy badać niezgodności planowania wyłączeń i które należy wykorzystywać do tworzenia odpowiednich wspólnych modeli sieci, które pochodzą ze wspólnych modeli sieci dla różnych przedziałów czasowych ustanowionych zgodnie z art. 67 i 79.
4. Każdy regionalny koordynator bezpieczeństwa wykonuje regionalne analizy bezpieczeństwa pracy systemu na podstawie informacji podanych przez właściwych OSP w celu wykrycia wszelkich niezgodności planowania wyłączeń. Dostarcza wszystkim OSP z danego regionu koordynacji wyłączeń wykaz wykrytych niezgodności planowania wyłączeń i rozwiązania proponowane w celu usunięcia tych niezgodności planowania wyłączeń.
5. Wykonując swoje obowiązki wynikające z ust. 4, każdy regionalny koordynator bezpieczeństwa koordynuje swoje analizy z innymi regionalnymi koordynatorami bezpieczeństwa.
6. Wykonując swoje obowiązki zgodnie z art. 98 ust. 3 i art. 100 ust. 4 lit. b), wszyscy OSP uwzględniają wyniki oceny przekazanej przez regionalnego koordynatora bezpieczeństwa zgodnie z ust. 3 i 4.

Artykuł 81

Ocena wystarczalności regionalnej

1. Każdy regionalny koordynator bezpieczeństwa dokonuje ocen wystarczalności regionalnej przynajmniej dla przedziału czasowego następnego tygodnia.
2. Każdy OSP przekazuje regionalnemu koordynatorowi bezpieczeństwa informacje niezbędne do przeprowadzenia ocen wystarczalności regionalnej, o których mowa w ust. 1, w tym:
- a) oczekiwane całkowite obciążenie i dostępne usługi redukcji poboru mocy;
 - b) dostępność modułów wytwarzania energii; oraz
 - c) granice bezpieczeństwa pracy systemu.
3. Każdy regionalny koordynator bezpieczeństwa dokonuje ocen wystarczalności na podstawie informacji przekazanych przez właściwych OSP w celu wykrywania sytuacji, w których przewiduje się brak wystarczalności w którymkolwiek z obszarów regulacyjnych lub na poziomie regionalnym, z uwzględnieniem ewentualnych wymian transgranicznych i granic bezpieczeństwa pracy systemu. Przekazuje wyniki wraz z działaniami proponowanymi w celu zmniejszenia ryzyka dla OSP regionu wyznaczania zdolności przesyłowych. Działania te obejmują propozycje działań zaradczych umożliwiających zwiększenie wymian transgranicznych.
4. Wykonując ocenę wystarczalności regionalnej, każdy regionalny koordynator bezpieczeństwa współdziała z innymi regionalnymi koordynatorami bezpieczeństwa.

TYTUŁ 3

KOORDYNACJA WYŁĄCZEŃ

ROZDZIAŁ 1

Regiony koordynacji wyłączeń oraz istotne elementy

Artykuł 82

Cel koordynacji wyłączeń

Każdy OSP przy wsparciu regionalnego koordynatora bezpieczeństwa w przypadkach określonych w niniejszym rozporządzeniu prowadzi koordynację wyłączeń zgodnie z zasadami niniejszego tytułu w celu monitorowania stanu dostępności istotnych elementów i koordynowania planów dostępności, aby zapewnić bezpieczeństwo pracy systemu przesyłowego.

Artykuł 83

Koordinacja regionalna

1. Wszyscy OSP z regionu koordynacji wyłączeń wspólnie opracowują procedurę operacyjną koordynacji regionalnej mającą na celu ustanowienie aspektów operacyjnych na potrzeby wdrożenia koordynacji wyłączeń w każdym regionie, która obejmuje:
 - a) częstotliwość, zakres i rodzaj koordynacji przynajmniej dla przedziału czasowego następnego roku i przedziału czasowego następnego tygodnia;
 - b) przepisy dotyczące wykorzystania ocen wykonanych przez regionalnego koordynatora bezpieczeństwa zgodnie z art. 80;
 - c) praktyczne ustalenia dotyczące zatwierdzania planów dostępności elementu sieci na następny rok, zgodnie z wymogiem określonym w art. 98.
2. Każdy OSP uczestniczy w koordynacji wyłączeń swoich regionów koordynacji wyłączeń i stosuje procedury operacyjne koordynacji regionalnej ustanowione zgodnie z ust. 1.
3. W przypadku powstania niezgodności planowania pomiędzy różnymi regionami koordynacji wyłączeń wszyscy OSP i regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa z tych regionów współdziałają w celu usunięcia niezgodności planowania wyłączeń.
4. Każdy OSP przekazuje pozostałym OSP z tego samego regionu koordynacji wyłączeń wszystkie istotne informacje, którymi dysponuje, dotyczące projektów infrastrukturalnych w zakresie systemu przesyłowego, systemów dystrybucyjnych, zamkniętych systemów dystrybucyjnych, modułów wytwarzania energii lub instalacji odbiorczych, które mogą mieć wpływ na pracę obszaru regulacyjnego innego OSP w ramach regionu koordynacji wyłączeń.
5. Każdy OSP przekazuje OSD przyłączonym do systemu przesyłowego umiejscowionym w jego obszarze regulacyjnym wszystkie istotne informacje, którymi dysponuje, dotyczące projektów infrastrukturalnych w zakresie systemu przesyłowego, które mogą mieć wpływ na pracę systemu dystrybucyjnego tych OSD.
6. Każdy OSP przekazuje zamkniętym OSD („OZSD”) przyłączonym do systemu przesyłowego umiejscowionym w jego obszarze regulacyjnym wszystkie istotne informacje, którymi dysponuje, dotyczące projektów infrastrukturalnych w zakresie systemu przesyłowego, które mogą mieć wpływ na pracę zamkniętego systemu dystrybucyjnego tych OZSD.

Artykuł 84

Metoda oceny znaczenia elementów dla koordynacji wyłączeń

1. W terminie 12 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP wspólnie opracowują metodę dla koordynacji wyłączeń, przynajmniej dla każdego obszaru synchronicznego w celu oceny istotności modułów wytwarzania energii, instalacji odbiorczych oraz elementów sieci, które są położone w systemie przesyłowym lub w systemie dystrybucyjnym, w tym w zamkniętym systemie dystrybucyjnym,.
2. Metoda, o której mowa w ust. 1, musi być oparta na aspektach jakościowych i ilościowych, które określają wpływ stanu dostępności modułów wytwarzania energii, instalacji odbiorczych lub elementów sieci, które są umiejscowione w systemie przesyłowym lub w systemie dystrybucyjnym, w tym w zamkniętym systemie dystrybucyjnym, i które są połączone bezpośrednio lub pośrednio z obszarem regulacyjnym innego OSP, a w szczególności na:
 - a) aspekty ilościowe oparte na ocenie zmian parametrów elektrycznych, takich jak napięcia, rozprawy mocy, położenie kątowne wirnika w co najmniej jednym elemencie sieci w obszarze regulacyjnym OSP, ze względu na zmianę stanu dostępności potencjalnie istotnego elementu umiejscowionego w innym obszarze regulacyjnym. Przedmiotową ocenę przeprowadza się na podstawie wspólnych modeli sieci na następny rok;
 - b) progi wrażliwości parametrów elektrycznych, o których mowa w lit. a), pod kątem których należy oceniać istotność elementu. Wspomniane progi harmonizuje się przynajmniej dla każdego obszaru synchronicznego;
 - c) moc potencjalnie istotnych modułów wytwarzania energii lub instalacji odbiorczych, która kwalifikuje je jako SGU;

- d) aspekty jakościowe, takie jak m.in. wielkość i bliskość granic obszaru regulacyjnego potencjalnych istotnych modułów wytwarzania energii, instalacji odbiorczych lub elementów sieci;
 - e) istotność systemowa wszystkich elementów sieci położonych w systemie przesyłowym lub w systemie dystrybucyjnym, które łączą różne obszary regulacyjne; oraz
 - f) istotność systemowa wszystkich krytycznych elementów sieci.
3. Metoda opracowana na podstawie ust. 1 musi być zgodna z metodami oceny wpływu elementów systemu przesyłowego i SGU położonych poza obszarem regulacyjnym OSP ustanowionymi zgodnie z art. 75 ust. 1 lit. a).

Artykuł 85

Wykazy istotnych modułów wytwarzania energii oraz istotnych instalacji odbiorczych

1. W terminie 3 miesięcy po zatwierdzeniu metody oceny istotności elementów dla koordynacji wyłączeń, o której mowa w art. 84 ust. 1, wszyscy OSP z każdego regionu koordynacji wyłączeń wspólnie oceniają istotność modułów wytwarzania energii i instalacji odbiorczych dla koordynacji wyłączeń na podstawie wspomnianej metody, a także ustanawiają dla każdego regionu koordynacji wyłączeń jeden wykaz istotnych modułów wytwarzania energii oraz istotnych instalacji odbiorczych.
2. Wszyscy OSP z regionu koordynacji wyłączeń wspólnie udostępniają wykaz istotnych modułów wytwarzania energii oraz istotnych instalacji odbiorczych danego regionu koordynacji wyłączeń w środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO-E.
3. Każdy OSP zgłasza swojemu organowi regulacyjnemu wykaz istotnych modułów wytwarzania energii oraz istotnych instalacji odbiorczych dla każdego regionu koordynacji wyłączeń, w którym uczestniczy.
4. W przypadku każdego istotnego wewnętrznego elementu, który jest modułem wytwarzania energii lub instalacją odbiorczą, OSP musi:
 - a) poinformować właściciela istotnego modułu wytwarzania energii lub istotnej instalacji odbiorczej o umieszczeniu danego modułu lub danej instalacji w wykazie;
 - b) poinformować OSD o istotnych modułach wytwarzania energii i istotnych instalacjach odbiorczych przyłączonych do ich systemów dystrybucyjnych; oraz
 - c) poinformować OZSD o istotnych modułach wytwarzania energii i istotnych instalacjach odbiorczych przyłączonych do ich zamkniętych systemów dystrybucyjnych.

Artykuł 86

Aktualizacja wykazów istotnych modułów wytwarzania energii oraz istotnych instalacji odbiorczych

1. Przed dniem 1 lipca każdego roku kalendarzowego wszyscy OSP z każdego regionu koordynacji wyłączeń dokonują wspólnie ponownej oceny istotności modułów wytwarzania energii i instalacji odbiorczych dla koordynacji wyłączeń na podstawie metody opracowanej zgodnie z art. 84 ust. 1.
2. W stosownych przypadkach, wszyscy OSP z każdego regionu koordynacji wyłączeń wspólnie decydują, przed dniem 1 sierpnia każdego roku kalendarzowego, o aktualizacji wykazu istotnych modułów wytwarzania energii oraz istotnych instalacji odbiorczych danego regionu koordynacji wyłączeń.
3. Wszyscy OSP z regionu koordynacji wyłączeń udostępniają zaktualizowany wykaz dla danego regionu koordynacji wyłączeń w środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO-E.
4. Każdy OSP z regionu koordynacji wyłączeń informuje strony, o których mowa w art. 85 ust. 4, o treści zaktualizowanego wykazu.

*Artykuł 87***Wykazy istotnych elementów sieci**

1. W terminie 3 miesięcy od zatwierdzenia metody oceny istotności elementów dla koordynacji wyłączeń w art. 84 ust. 1 wszyscy OSP z każdego regionu koordynacji wyłączeń dokonują wspólnej oceny, na podstawie wspomnianej metody, istotności dla koordynacji wyłączeń elementów sieci umiejscowionych w systemie przesyłowym lub w systemie dystrybucyjnym, w tym w zamkniętym systemie dystrybucyjnym, oraz ustanawiają dla każdego regionu koordynacji wyłączeń jeden wykaz istotnych elementów sieci.
2. Wykaz istotnych elementów sieci w regionie koordynacji wyłączeń musi zawierać wszystkie elementy sieci systemu przesyłowego lub systemu dystrybucyjnego, w tym zamkniętego systemu dystrybucyjnego, umiejscowione w danym regionie koordynacji wyłączeń, które określono jako istotne w drodze zastosowania metody ustanowionej na podstawie art. 84 ust. 1.
3. Wszyscy OSP z regionu koordynacji wyłączeń wspólnie udostępniają wykaz istotnych elementów sieci w środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO-E.
4. Każdy OSP zgłasza swojemu organowi regulacyjnemu wykaz istotnych elementów sieci dla każdego regionu koordynacji wyłączeń, w którym uczestniczy.
5. W przypadku każdego istotnego wewnętrznego elementu, który jest elementem sieci, OSP musi:
 - a) poinformować właściciela istotnego elementu sieci o umieszczeniu danego elementu w wykazie;
 - b) poinformować OSD o istotnych elementach sieci, które są przyłączone do ich systemu dystrybucyjnego; oraz
 - c) poinformować OZSD o istotnych elementach sieci, które są przyłączone do ich zamkniętego systemu dystrybucyjnego.

*Artykuł 88***Aktualizacja wykazu istotnych elementów sieci**

1. Przed dniem 1 lipca każdego roku kalendarzowego wszyscy OSP z każdego regionu koordynacji wyłączeń dokonują wspólnie ponownej oceny, na podstawie metody ustanowionej zgodnie z art. 84 ust. 1, istotności dla koordynacji wyłączeń elementów sieci umiejscowionych w systemie przesyłowym lub w systemie dystrybucyjnym, w tym w zamkniętym systemie dystrybucyjnym.
2. W stosownych przypadkach, przed dniem 1 sierpnia każdego roku kalendarzowego, wszyscy OSP z regionu koordynacji wyłączeń podejmują wspólnie decyzję o aktualizacji wykazu istotnych elementów sieci danego regionu koordynacji wyłączeń.
3. Wszyscy OSP z regionu koordynacji wyłączeń wspólnie udostępniają zaktualizowany wykaz w środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO-E.
4. Każdy OSP z regionu koordynacji wyłączeń informuje strony, o których mowa w art. 85 ust. 4, o treści zaktualizowanego wykazu.

*Artykuł 89***Wyznaczanie podmiotów ds. planowania wyłączeń**

1. Każdy OSP działa jako podmiot ds. planowania wyłączeń dla każdego istotnego elementu sieci, który eksploatuje.
2. W przypadku wszystkich pozostałych istotnych elementów właściciel wyznacza podmiot ds. planowania wyłączeń lub działa jako podmiot ds. planowania wyłączeń dla odpowiedniego istotnego elementu oraz informuje swojego OSP o takim wyznaczeniu.

Artykuł 90

Postępowanie z istotnymi elementami umiejscowionymi w systemie dystrybucyjnym lub w zamkniętym systemie dystrybucyjnym

1. Każdy OSP koordynuje z OSD planowanie wyłączeń istotnych elementów wewnętrznych przyłączonych do jego systemu dystrybucyjnego.
2. Każdy OSP koordynuje z OZSD planowanie wyłączeń istotnych elementów wewnętrznych przyłączonych do jego zamkniętego systemu dystrybucyjnego.

ROZDZIAŁ 2

Opracowywanie i aktualizacja planów dostępności istotnych elementów

Artykuł 91

Zmiany terminów koordynacji wyłączeń na następny rok

Wszyscy OSP w obszarze synchronicznym mogą wspólnie postanowić o przyjęciu i wdrożeniu przedziału czasowego dla koordynacji wyłączeń na następny rok, który odbiega od przedziału czasowego określonego w art. 94, 97 i 99, pod warunkiem że nie ma to wpływu na koordynację wyłączeń w innych obszarach synchronicznych.

Artykuł 92

Przepisy ogólne dotyczące planów dostępności

1. Istotne elementy muszą mieć jeden z następujących stanów dostępności:
 - a) „dostępny”, jeżeli istotny element ma zdolność i jest gotowy do świadczenia usług, bez względu na to, czy jest włączony do pracy;
 - b) „nieдоступny”, jeżeli istotny element nie ma zdolności ani nie jest gotowy do świadczenia usług;
 - c) „testowany”, gdy zdolność istotnego elementu do świadczenia usług jest testowana.
2. Stan „testowany” ma zastosowanie tylko w przypadku potencjalnego wpływu na system przesyłowy i w następujących okresach:
 - a) między pierwszym przyłączeniem i ostatecznym uruchomieniem istotnego elementu; oraz
 - b) bezpośrednio po dokonaniu remontu istotnego elementu.
3. Plany dostępności muszą zawierać przynajmniej następujące informacje:
 - a) przyczynę stanu „nieдоступny” istotnego elementu;
 - b) ewentualne warunki, które należy spełnić przed zastosowaniem stanu „nieдоступny” istotnego elementu w czasie rzeczywistym;
 - c) czas konieczny do przywrócenia istotnego elementu do pracy, jeżeli jest to niezbędne do utrzymania bezpieczeństwa pracy.
4. Stan dostępności dla każdego istotnego elementu w przedziale czasowym następnego roku podaje się z dokładnością dzienną.
5. W przypadku gdy grafiki wytwarzania i grafiki poboru energii są przekazywane OSP zgodnie z art. 111, rozdzielczość czasowa stanów dostępności musi być zgodna z grafikami.

Artykuł 93

Długoterminowe orientacyjne plany dostępności

1. W terminie dwóch lat przed rozpoczęciem jakiejkolwiek koordynacji wyłączeń na następny rok, każdy OSP ocenia odpowiednie orientacyjne plany dostępności dla istotnych elementów wewnętrznych przekazane przez podmioty ds. planowania wyłączeń zgodnie z art. 4, 7 i 15 rozporządzenia (UE) nr 543/2013 oraz przedstawia swoje wstępne uwagi, w tym wszelkie wykryte niezgodności planowania wyłączeń, wszystkim zainteresowanym podmiotom ds. planowania wyłączeń.
2. Każdy OSP przeprowadza ocenę dotyczącą orientacyjnych planów dostępności dla istotnych elementów wewnętrznych, o której mowa w ust. 1, raz na rok do czasu rozpoczęcia koordynacji wyłączeń na następny rok.

Artykuł 94

Przekazywanie propozycji dotyczących planów dostępności na następny rok

1. Przed dniem 1 sierpnia każdego roku kalendarzowego podmiot ds. planowania wyłączeń, który nie jest OSP uczestniczącym w regionie koordynacji wyłączeń, OSD lub OZSD, przekazuje OSP uczestniczącym w regionie koordynacji wyłączeń, a w stosownych przypadkach OSD lub OZSD, plan dostępności obejmujący następny rok kalendarzowy dla każdego ze swoich istotnych elementów.
2. OSP, o których mowa w ust. 1, dokładają starań w celu przeanalizowania wniosków o zmianę planu dostępności, gdy takie wnioski do nich wpłyną. W przypadku gdy nie jest to możliwe, analizuje wnioski o zmianę planu dostępności po sfinalizowaniu koordynacji wyłączeń na następny rok.
3. OSP, o których mowa w ust. 1, analizują wnioski o zmianę planu dostępności po sfinalizowaniu koordynacji wyłączeń na następny rok:
 - a) w kolejności otrzymania przedmiotowych wniosków; oraz
 - b) stosując procedurę ustanowioną zgodnie z art. 100.

Artykuł 95

Koordynacja stanu dostępności na następny rok istotnych elementów, dla których podmiot ds. planowania wyłączeń nie jest OSP uczestniczącym w regionie koordynacji wyłączeń ani OSD lub OZSD

1. Każdy OSP dokonuje w przedziale czasowym następnego roku oceny, czy niezgodności planowania wyłączeń wynikają z planów dostępności otrzymanych zgodnie z art. 94.
2. Jeżeli OSP wykryje niezgodności planowania wyłączeń, wdraża następującą procedurę:
 - a) informuje każdy zainteresowany podmiot ds. planowania wyłączeń o warunkach, jakie musi on spełnić w celu złagodzenia stwierdzonych niezgodności planowania wyłączeń;
 - b) OSP może zażądać, aby co najmniej jeden podmiot ds. planowania wyłączeń przedstawił alternatywny plan dostępności spełniający warunki, o których mowa w lit. a); oraz
 - c) OSP powtarza ocenę zgodnie z ust. 1 w celu ustalenia, czy pozostają jakiejkolwiek niezgodności planowania wyłączeń.
3. Jeżeli w następstwie żądania OSP zgodnie z ust. 2 lit. b) podmiot ds. planowania wyłączeń nie przedstawi alternatywnego planu dostępności mającego na celu złagodzenie wszystkich niezgodności planowania wyłączeń, OSP opracowuje alternatywny plan dostępności, w którym:
 - a) uwzględni skutki zgłoszone przez zainteresowane podmioty ds. planowania wyłączeń, a w stosownych przypadkach również przez OSD lub OZSD;

- b) ogranicza zmiany w alternatywnym planie dostępności do minimum niezbędnego do złagodzenia niezgodności planowania wyłączeń; oraz
- c) powiadamia swój organ regulacyjny, ewentualnych zainteresowanych OSD i OZSD oraz zainteresowane podmioty ds. planowania wyłączeń o alternatywnym planie dostępności, podając powody jego opracowania, a także skutki zgłoszone przez zainteresowane podmioty ds. planowania wyłączeń, a w stosownych przypadkach również przez OSD lub OZSD.

Artykuł 96

Koordynacja stanu dostępności na następny rok istotnych elementów, dla których podmiot ds. planowania jest OSP uczestniczącym w regionie koordynacji wyłączeń, OSD lub OZSD

1. Każdy OSP, w porozumieniu z OSP z tego samego regionu koordynacji wyłączeń, planuje stan dostępności istotnych elementów sieci zapewniających wzajemne połączenia różnych obszarów regulacyjnych, dla których odgrywa rolę podmiotu ds. planowania wyłączeń.
2. Każdy OSP, OSD i OZSD planuje stan dostępności istotnych elementów sieci, w stosunku do których spełnia obowiązki podmiotu ds. planowania wyłączeń i które nie zapewniają wzajemnych połączeń różnych obszarów regulacyjnych, stosując jako podstawę plany dostępności opracowane zgodnie z ust. 1.
3. Ustalając stan dostępności istotnych elementów sieci zgodnie z ust. 1 i 2, OSP, OSD i OZSD:
 - a) minimalizują skutki dla rynku przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa pracy; oraz
 - b) stosują jako podstawę plany dostępności przedłożone i opracowane zgodnie z art. 94.
4. W przypadku gdy OSP stwierdzi niezgodność planowania wyłączeń, dany OSP ma prawo do zaproponowania zmian planów dostępności istotnych elementów wewnętrznych, w odniesieniu do których podmiot ds. planowania wyłączeń nie jest OSP uczestniczącym w obszarze koordynacji wyłączeń ani OSD lub OZSD, i określa rozwiązanie tych niezgodności w porozumieniu z odpowiednimi podmiotami ds. planowania wyłączeń, odpowiednimi OSD i odpowiednimi OZSD, przy wykorzystaniu środków, którymi dysponuje.
5. W przypadku gdy stan „niedostępny” istotnego elementu sieci nie został zaplanowany po przedsięwzięciu środków określonych w ust. 4, a brak takiego planowania stanowiłby zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy, OSP:
 - a) podejmuje działania niezbędne w celu zaplanowania stanu „niedostępny” przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa pracy, z uwzględnieniem skutków zgłoszonych OSP przez zainteresowane podmioty ds. planowania wyłączeń;
 - b) zgłasza działania, o których mowa w lit. a), wszystkim zainteresowanym stronom; oraz
 - c) powiadamia właściwe organy regulacyjne, ewentualne zainteresowane OSD lub OZSD oraz zainteresowane podmioty ds. planowania wyłączeń o planowanych działaniach, podając ich uzasadnienie, o skutkach zgłaszanych przez zainteresowane podmioty ds. planowania wyłączeń oraz, w stosownych przypadkach, przez OSD lub OZSD.
6. Każdy OSP udostępnia w środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO-E wszystkie posiadane informacje na temat warunków dotyczących sieci, jakie należy spełnić, a także działań zaradczych, jakie należy przygotować i uruchomić przed realizacją stanu dostępności „niedostępny” lub „testowany” istotnego elementu sieci.

Artykuł 97

Dostarczanie wstępnych planów dostępności na następny rok

1. Przed dniem 1 listopada każdego roku kalendarzowego każdy OSP przekazuje wszystkim pozostałym OSP – za pośrednictwem środowiska danych planowania operacyjnego ENTSO-E – wstępne plany dostępności na następny rok dla kolejnego roku kalendarzowego dla wszystkich istotnych elementów wewnętrznych.
2. Przed dniem 1 listopada każdego roku kalendarzowego OSP przekazuje OSD wstępny plan dostępności na następny rok, dla każdego istotnego elementu wewnętrznego umiejscowionego w systemie dystrybucyjnym..

3. Przed dniem 1 listopada każdego roku kalendarzowego OSP przekazuje OZSD wstępny plan dostępności na następny rok, dla każdego istotnego elementu wewnętrznego umiejscowionego w zamkniętym systemie dystrybucyjnym.

Artykuł 98

Weryfikacja planów dostępności na następny rok w ramach regionów koordynacji wyłączeń

1. Każdy OSP analizuje, czy powstaje jakakolwiek niezgodność planowania wyłączeń przy uwzględnieniu wszystkich wstępnych planów dostępności na następny rok.
2. W przypadku braku niezgodności planowania wyłączeń wszyscy OSP z danego regionu koordynacji wyłączeń wspólnie weryfikują plany dostępności na następny rok dla wszystkich istotnych elementów tego regionu koordynacji wyłączeń.
3. Jeżeli OSP zidentyfikuje niezgodność planowania wyłączeń, odpowiedni OSP z regionów koordynacji wyłączeń wspólnie określają rozwiązanie w porozumieniu z odpowiednimi podmiotami ds. planowania wyłączeń, OSD i OZSD, wykorzystując dostępne środki i przestrzegając w największym możliwym zakresie planów dostępności przedłożonych przez podmioty ds. planowania wyłączeń, które nie są OSP uczestniczącymi w regionie koordynacji wyłączeń ani OSD lub OZSD, i opracowanych zgodnie z art. 95 i 96. W przypadku gdy ustalono rozwiązanie, wszyscy OSP z odpowiednich regionów koordynacji wyłączeń aktualizują i weryfikują plany dostępności na następny rok dla wszystkich istotnych elementów.
4. W przypadku gdy nie znaleziono rozwiązania dla niezgodności planowania wyłączeń, każdy zainteresowany OSP – z zastrzeżeniem zatwierdzenia przez właściwy organ regulacyjny, jeżeli państwo członkowskie tak postanowi – musi:
 - a) zmienić wszystkie stany „nieдоступny” lub „testowany” na „dostępny” dla wszystkich istotnych elementów, których dotyczy niezgodność planowania wyłączeń w danym okresie; oraz
 - b) powiadomić właściwe organy regulacyjne, ewentualne zainteresowane OSD lub OZSD oraz zainteresowane podmioty ds. planowania wyłączeń o planowanych działaniach, podając ich uzasadnienie, o skutkach zgłaszanych przez zainteresowane podmioty ds. planowania wyłączeń oraz, w stosownych przypadkach, przez OSD lub OZSD.
5. Wszyscy OSP z odpowiednich regionów koordynacji wyłączeń następnie aktualizują i weryfikują plany dostępności na następny rok dla wszystkich istotnych elementów.

Artykuł 99

Ostateczne plany dostępności na następny rok

1. Przed dniem 1 grudnia każdego roku kalendarzowego każdy OSP:
 - a) finalizuje koordynację wyłączeń na następny rok dla istotnych elementów wewnętrznych; oraz
 - b) finalizuje plany dostępności na następny rok dla istotnych elementów wewnętrznych i przechowuje je w środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO energii elektrycznej.
2. Przed dniem 1 grudnia każdego roku kalendarzowego OSP przekazuje swojemu podmiotowi ds. planowania wyłączeń ostateczny plan dostępności na następny rok dla każdego istotnego elementu wewnętrznego.
3. Przed dniem 1 grudnia każdego roku kalendarzowego OSP przekazuje właściwemu OSD ostateczny plan dostępności na następny rok dla każdego istotnego elementu wewnętrznego umiejscowionego w systemie dystrybucyjnym.
4. Przed dniem 1 grudnia każdego roku kalendarzowego OSP przekazuje właściwemu OZSD ostateczny plan dostępności na następny rok dla każdego istotnego elementu wewnętrznego umiejscowionego w zamkniętym systemie dystrybucyjnym.

Artykuł 100

Aktualizacje ostatecznych planów dostępności na następny rok

1. Podmiot ds. planowania wyłączeń musi być w stanie uruchomić procedurę zmiany ostatecznego planu dostępności na następny rok w okresie pomiędzy finalizacją koordynacji wyłączeń na następny rok i jej realizacją w czasie rzeczywistym.

2. Podmiot ds. planowania wyłączeń, który nie jest OSP uczestniczącym w regionie koordynacji wyłączeń, musi być w stanie złożyć u właściwych OSP wnioski o zmianę ostatecznego planu dostępności na następny rok dla istotnych elementów objętych zakresem jego odpowiedzialności.
3. W przypadku wniosku o zmianę na podstawie ust. 2 stosuje się następującą procedurę:
 - a) odbierający OSP potwierdza otrzymanie wniosku i w możliwie jak najkrótszym terminie ocenia, czy zmiana prowadzi do niezgodności planowania wyłączeń;
 - b) w przypadku wykrycia niezgodności planowania wyłączeń przedmiotowi OSP z regionu koordynacji wyłączeń wspólnie określają rozwiązanie w porozumieniu z odpowiednimi podmiotami ds. planowania wyłączeń, a w stosownych przypadkach z OSD lub OZSD, przy wykorzystaniu dostępnych środków;
 - c) w przypadku gdy nie wykryto niezgodności planowania wyłączeń lub gdy nie pozostała żadna niezgodność planowania wyłączeń, odbierający OSP zatwierdza zgłoszoną zmianę, a odpowiedni OSP powiadamiają następnie wszystkie zainteresowane strony i aktualizują ostateczny plan dostępności na następny rok w środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO-E; oraz
 - d) w przypadku gdy nie znaleziono żadnego rozwiązania dotyczącego niezgodności planowania wyłączeń, odbierający OSP odrzuca wnioskowaną zmianę.
4. Gdy OSP uczestniczący w regionie koordynacji wyłączeń zamierza zmienić ostateczny plan dostępności na następny rok dla istotnego elementu, dla którego pełni funkcję podmiotu ds. planowania wyłączeń, inicjuje następującą procedurę:
 - a) wnioskujący OSP przygotowuje propozycję zmiany planu dostępności na następny rok, z uwzględnieniem oceny, czy może to powodować niezgodności planowania wyłączeń, i przedkłada swoją propozycję wszystkim pozostałym OSP jego regionu(-ów) koordynacji wyłączeń;
 - b) w przypadku wykrycia niezgodności planowania wyłączeń przedmiotowi OSP z regionu koordynacji wyłączeń wspólnie określają rozwiązanie w porozumieniu z odpowiednimi podmiotami ds. planowania wyłączeń, a w stosownych przypadkach z OSD lub OZSD, przy wykorzystaniu dostępnych środków;
 - c) w przypadku gdy nie wykryto niezgodności planowania wyłączeń lub gdy znaleziono rozwiązanie dla niezgodności planowania wyłączeń, odpowiedni OSP weryfikują wnioskowaną zmianę, a następnie powiadamiają wszystkie zainteresowane strony i aktualizują ostateczny plan dostępności na następny rok w środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO-E;
 - d) w przypadku gdy nie znaleziono rozwiązania dla niezgodności planowania wyłączeń, wnioskujący OSP wycofuje procedurę zmiany.

ROZDZIAŁ 3

Realizacja planów dostępności

Artykuł 101

Zarządzanie stanem „testowany” istotnych elementów

1. Podmiot ds. planowania wyłączeń dla istotnego elementu, któremu nadano stan dostępności „testowany”, przekazuje OSP oraz, w przypadku przyłączenia do systemu dystrybucyjnego, w tym do zamkniętego systemu dystrybucyjnego, OSD lub OZSD w terminie jednego miesiąca przed rozpoczęciem stanu „testowany”:
 - a) szczegółowy plan testów;
 - b) orientacyjny grafik wytwarzania lub grafik poboru energii, w przypadku gdy odpowiedni istotny element jest istotnym elementem wytwórczym lub istotną instalacją odbiorczą; oraz
 - c) zmiany topologii systemu przesyłowego lub systemu dystrybucyjnego, jeżeli odpowiedni istotny element jest istotnym elementem sieci.
2. Podmiot ds. planowania wyłączeń aktualizuje informacje, o których mowa w ust. 1, niezwłocznie po ich jakichkolwiek zmianach.

3. OSP istotnego elementu, któremu nadano stan dostępności „testowany”, przekazuje informacje otrzymane zgodnie z ust. 1 wszystkim pozostałym OSP z jego regionu(-ów) koordynacji wyłączeń, na wniosek takich OSP.

4. W przypadku gdy istotny element, o którym mowa w ust. 1, stanowi istotny element sieci łączący wzajemnie dwa lub więcej obszarów regulacyjnych, OSP z odpowiednich obszarów regulacyjnych uzgadniają informacje, jakie mają być przekazywane zgodnie z ust. 1.

Artykuł 102

Procedura postępowania w przypadku wymuszonych wyłączeń

1. Każdy OSP opracowuje procedurę dotyczącą postępowania w przypadku, gdy wymuszone wyłączenie stwarzałoby zagrożenie dla jego bezpieczeństwa pracy. Procedura musi umożliwiać OSP zapewnienie, aby stany „dostępny” lub „niedostępny” innych istotnych elementów w jego obszarze regulacyjnym można było zmienić na, odpowiednio, „niedostępny” lub „dostępny”.

2. OSP stosuje procedurę, o której mowa w ust. 1, wyłącznie w przypadku, gdy nie osiągnięto porozumienia dotyczącego rozwiązań dla wymuszonych wyłączeń z podmiotami ds. planowania wyłączeń. OSP powiadamia odpowiednio organ regulacyjny.

3. Przy przeprowadzaniu przedmiotowej procedury OSP przestrzega, w możliwym zakresie, limitów technicznych istotnych elementów.

4. Podmiot ds. planowania wyłączeń zgłasza OSP, a w przypadku przyłączenia do systemu dystrybucyjnego lub zamkniętego systemu dystrybucyjnego – odpowiednio do OSD lub OZSD, wymuszone wyłączenie jednego istotnego elementu lub większej ich liczby, jak najszybciej po rozpoczęciu przymusowego wyłączenia.

5. Zgłaszając wymuszone wyłączenie, podmiot ds. planowania wyłączeń przekazuje następujące informacje:

- a) powód wymuszonego wyłączenia;
- b) przewidywany okres trwania wymuszonego wyłączenia; oraz
- c) w stosownych przypadkach, wpływ wymuszonego wyłączenia na stan dostępności innych istotnych elementów, dla których jest podmiotem ds. planowania wyłączeń.

6. Gdy OSP ustali, że jedno lub kilka z wymuszonych wyłączeń, o których mowa w ust. 1, mogłoby doprowadzić do wypadnięcia systemu przesyłowego ze stanu normalnego, informuje zainteresowane podmioty ds. planowania wyłączeń o terminie, w którym nie będzie już można utrzymać bezpieczeństwa pracy systemu, o ile ich istotne elementy w wymuszonym wyłączeniu nie powrócą do stanu „dostępny”. Podmioty ds. planowania wyłączeń informują OSP, czy są w stanie dotrzymać przedmiotowego terminu i przekazują stosowne uzasadnienie, w przypadku gdy nie są w stanie dotrzymać terminu.

7. Po wprowadzeniu jakichkolwiek zmian planu dostępności z powodu wymuszonych wyłączeń i zgodnie z przedziałem czasowym ustanowionym w art. 7, 10 i 15 rozporządzenia (UE) nr 543/2013, odpowiedni OSP aktualizują środowisko danych planowania operacyjnego ENTSO-E za pomocą najnowszych informacji.

Artykuł 103

Realizacja planów dostępności w czasie rzeczywistym

1. Każdy właściciel zakładu wytwarzania energii zapewnia, aby wszystkie istotne moduły wytwarzania energii, których jest właścicielem i którym nadano stan „dostępny”, były gotowe do wytwarzania energii elektrycznej zgodnie ze swoimi deklarowanymi zdolnościami technicznymi, jeżeli jest to konieczne do utrzymania bezpieczeństwa pracy, z wyjątkiem przypadków wymuszonych wyłączeń.

2. Każdy właściciel zakładu wytwarzania energii dopilnowuje, aby żadne z istotnych modułów wytwarzania energii, których jest właścicielem i którym nadano stan „niedostępny”, nie produkowały energii elektrycznej.

3. Każdy właściciel instalacji odbiorczej dopilnowuje, aby żadne z istotnych instalacji odbiorczych, których jest właścicielem i którym nadano stan „niedostępny”, nie zużywały energii elektrycznej.

4. Każdy właściciel istotnego elementu sieci zapewnia, aby wszystkie istotne elementy sieci, których jest właścicielem i którym nadano stan „dostępny”, były gotowe do przesyłania energii elektrycznej zgodnie ze swoimi deklarowanymi zdolnościami technicznymi, jeżeli jest to konieczne do utrzymania bezpieczeństwa pracy, z wyjątkiem przypadków przymusowych wyłączeń.
5. Każdy właściciel istotnego elementu sieci dopilnowuje, aby żadne z istotnych elementów sieci, których jest właścicielem i którym nadano stan „niedostępny”, nie przesyłały energii elektrycznej.
6. W przypadku gdy szczególne warunki dotyczące sieci mają zastosowanie do wykonania stanu „niedostępny” lub „testowany” istotnego elementu sieci zgodnie z art. 96 ust. 6, odpowiedni OSP, OSD lub OZSD dokonuje oceny spełnienia takich warunków przed wykonaniem danego stanu. Jeżeli warunki te nie są spełnione, wydaje istotnemu elementowi sieci polecenie niewykonywania stanu „niedostępny” lub „testowany” bądź jego części.
7. W przypadku gdy OSP ustali, że wykonanie stanu „niedostępny” lub „testowany” istotnego elementu prowadzi lub może prowadzić to wypadnięcia systemu przesyłowego ze stanu normalnego, wydaje właścicielowi istotnego elementu (jeżeli jest przyłączony do systemu przesyłowego), bądź OSD lub OZSD (jeżeli jest przyłączony do systemu dystrybucyjnego lub do zamkniętego systemu dystrybucyjnego), polecenie opóźnienia wykonania stanu „niedostępny” lub „testowany” danego istotnego elementu zgodnie z jego poleceniami i w możliwym zakresie, przy jednoczesnym poszanowaniu limitów technicznych i granic bezpieczeństwa.

TYTUŁ 4

WYSTARCZALNOŚĆ

Artykuł 104

Prognoza na potrzeby analizy wystarczalności obszaru regulacyjnego

Każdy OSP udostępnia wszelkie prognozy wykorzystywane do analizy wystarczalności obszaru regulacyjnego na podstawie art. 105 i 107 wszystkim pozostałym OSP za pośrednictwem środowiska danych planowania operacyjnego ENTSO-E.

Artykuł 105

Analiza wystarczalności obszaru regulacyjnego

1. Każdy OSP wykonuje analizę wystarczalności obszaru regulacyjnego, oceniając możliwości dotyczące sumy generacji w obszarze regulacyjnym i zdolności importowych, aby zaspokoić całkowite obciążenie na swoim obszarze regulacyjnym w ramach różnych scenariuszy operacyjnych, z uwzględnieniem obowiązkowych poziomów rezerw mocy czynnej określonych w art. 118 i 119.
2. Wykonując analizę wystarczalności obszaru regulacyjnego zgodnie z ust. 1, każdy OSP:
 - a) wykorzystuje najnowsze plany dostępności i najnowsze dane dotyczące:
 - (i) zdolności modułów wytwarzania energii podanych zgodnie z art. 43 ust. 5, art. 45 i 51;
 - (ii) międzyobszarowych zdolności przesyłowych;
 - (iii) ewentualnej usługi redukcji poboru mocy podanej zgodnie z art. 52 i 53;
 - b) bierze pod uwagę udział energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych i obciążenie;
 - c) ocenia prawdopodobieństwo oraz przewidywany czas trwania braku wystarczalności i przewidywaną ilość energii niedostarczonej wskutek takiego braku.
3. Jak najszybciej po dokonaniu oceny braku wystarczalności w swoim obszarze regulacyjnym, każdy OSP powiadamia o wystąpieniu takiego braku swój organ regulacyjny lub, jeżeli jest to wyraźnie przewidziane w prawie krajowym, inny właściwy organ, a w stosownych przypadkach każdy zainteresowany podmiot.

4. Jak najszybciej po dokonaniu oceny braku wystarczalności w swoim obszarze regulacyjnym, każdy OSP powiadamia o tym wszystkich OSP za pośrednictwem środowiska danych planowania operacyjnego ENTSO-E.

Artykuł 106

Wystarczalność obszaru regulacyjnego w przedziale czasowym do następnego tygodnia włącznie

1. Każdy OSP wnosi wkład w ogólnoeuropejskie roczne letnie i zimowe prognozy wystarczalności mocy wytwórczych, stosując metodę przyjętą przez ENTSO-E, o której mowa w art. 8 ust. 3 lit. f) rozporządzenia (WE) nr 714/2009.
2. Dwa razy w roku każdy OSP przeprowadza analizę wystarczalności obszaru regulacyjnego na, odpowiednio, następny okres letni i następny okres zimowy, biorąc pod uwagę ogólnoeuropejskie scenariusze zgodne z ogólnoeuropejskimi rocznymi letnimi i zimowymi prognozami wystarczalności mocy wytwórczych.
3. Każdy OSP aktualizuje analizy wystarczalności swojego obszaru regulacyjnego, jeśli wykryje jakiegokolwiek prawdopodobne zmiany w zakresie stanu dostępności modułów wytwarzania energii, oszacowań obciążenia, oszacowań odnawialnych źródeł energii lub międzyobszarowych zdolności przesyłowych, które mogą mieć istotny wpływ na przewidywaną wystarczalność.

Artykuł 107

Wystarczalność obszaru regulacyjnego w przedziale czasowym następnego dnia i bieżącego dnia

1. Każdy OSP przeprowadza analizę wystarczalności obszaru regulacyjnego w przedziale czasowym następnego dnia i bieżącego dnia na podstawie:
 - a) grafików, o których mowa w art. 111;
 - b) prognozowanego obciążenia;
 - c) prognozowanego wytwarzania z odnawialnych źródeł energii;
 - d) rezerw mocy czynnej zgodnie z danymi przedstawionymi na podstawie art. 46 ust. 1 lit. a);
 - e) zdolności eksportowych i importowych danego obszaru regulacyjnego, zgodnych z międzyobszarowymi zdolnościami przesyłowymi wyznaczanymi, w stosownych przypadkach, zgodnie z art. 14 rozporządzenia (UE) 2015/1222;
 - f) zdolności modułów wytwarzania energii zgodnie z danymi przekazywanymi na podstawie art. 43 ust. 4, art. 45 i art. 51 oraz ich stanów dostępności; oraz
 - g) zdolności instalacji odbiorczych z usługą redukcji poboru zgodnie z danymi przekazywanymi na podstawie art. 52 i 53 oraz ich stanów dostępności,
2. Każdy OSP ocenia:
 - a) minimalny poziom importu oraz maksymalny poziom mocy eksportu przy wystarczalności swojego obszaru regulacyjnego;
 - b) przewidywany czas trwania ewentualnego braku wystarczalności; oraz
 - c) ilość energii niedostarczonej wskutek braku wystarczalności.
3. W przypadku gdy po przeprowadzeniu analizy, o której mowa w ust. 1, wystarczalność nie zostanie osiągnięta, każdy OSP powiadamia o jej braku swój organ regulacyjny lub inny właściwy organ. OSP przekazuje swojemu organowi regulacyjnemu lub innemu właściwemu organowi analizę przyczyn braku wystarczalności i proponuje działania łagodzące.

TYTUŁ 5

USŁUGI SYSTEMOWE*Artykuł 108***Usługi systemowe**

1. Każdy OSP monitoruje dostępność usług systemowych.
2. W odniesieniu do usług mocy czynnej i biernej oraz w porozumieniu z innymi OSP, w stosownych przypadkach, każdy OSP:
 - a) planuje i uruchamia proces zamawiania usług systemowych oraz zarządza tym procesem;
 - b) na podstawie danych przekazanych zgodnie z częścią II tytuł 2 monitoruje, czy poziom i lokalizacja dostępnych usług systemowych umożliwiają zapewnienie bezpieczeństwa pracy; oraz
 - c) wykorzystuje wszystkie dostępne i efektywne pod względem ekonomicznym oraz wykonalne środki na potrzeby zamawiania niezbędnego poziomu usług systemowych.
3. Każdy OSP publikuje poziomy rezerw mocy niezbędne do utrzymania bezpieczeństwa pracy.
4. Na wniosek pozostałych OSP każdy OSP powiadamia ich o dostępnym poziomie rezerw mocy czynnej.

*Artykuł 109***Usługi systemowe mocy biernej**

1. Dla każdego przedziału czasowego planowania operacyjnego każdy OSP ocenia na podstawie prognoz, czy jego dostępne usługi systemowe mocy biernej są wystarczające do utrzymania bezpieczeństwa pracy systemu przesyłowego.
2. W celu zwiększenia sprawności działania elementów swojego systemu przesyłowego każdy OSP monitoruje:
 - a) dostępną moc bierną zakładów wytwarzania energii;
 - b) dostępną moc bierną instalacji odbiorczych przyłączonych do systemu przesyłowego;
 - c) dostępną moc bierną OSD;
 - d) dostępne urządzenia przyłączone do systemu przesyłowego przeznaczone do zapewniania mocy biernej; oraz
 - e) stosunek mocy czynnej i mocy biernej na przyłączy pomiędzy systemem przesyłowym i systemami dystrybucyjnymi przyłączonymi do systemu przesyłowego.
3. Jeśli poziom mocy biernej usług systemowych nie jest wystarczający dla utrzymania bezpieczeństwa pracy, każdy OSP:
 - a) informuje o tym sąsiednich OSP; oraz
 - b) przygotowuje i uruchamia działania zaradcze zgodnie z art. 23.

TYTUŁ 6

GRAFIKOWANIE*Artykuł 110***Ustanowienie procesów grafikowania**

1. Ustanawiając proces grafikowania, OSP uwzględniają i uzupełniają, w stosownych przypadkach, warunki operacyjne dla metody dostarczania danych dotyczących wytwarzania i obciążenia opracowanej zgodnie z art. 16 rozporządzenia (UE) 2015/1222.

2. W przypadku obszaru rynkowego obejmującego tylko jeden obszar regulacyjny obszar grafików jest równy obszarowi rynkowemu. W przypadku obszaru regulacyjnego obejmującego kilka obszarów rynkowych zasięg geograficzny obszaru grafików jest równy obszarowi rynkowemu. W przypadku gdy obszar rynkowy obejmuje kilka obszarów regulacyjnych, OSP w danym obszarze rynkowym mogą wspólnie podejmować decyzje o prowadzeniu wspólnego procesu grafikowania, w przeciwnym razie każdy obszar regulacyjny w danym obszarze rynkowym uznaje się za oddzielny obszar grafików.
3. Dla każdego zakładu wytwarzania energii i dla każdej instalacji odbiorczej, które podlegają wymogom opracowywania grafików określonym w warunkach krajowych, odpowiedni właściciel wyznacza podmiot ds. grafikowania lub sam pełni jego funkcje.
4. Każdy uczestnik rynku i każdy spedytor, podlegający wymogom opracowywania grafików określonym w warunkach krajowych, wyznacza podmiot ds. grafikowania lub sam pełni jego funkcje.
5. Każdy OSP prowadzący obszar grafików ustanawia mechanizmy niezbędne do przetwarzania grafików przekazywanych przez podmioty ds. grafikowania.
6. W przypadku gdy obszar grafików obejmuje więcej niż jeden obszar regulacyjny, OSP odpowiedzialni za obszary regulacyjne ustalają, który OSP będzie prowadził obszar grafików.

Artykuł 111

Zgłaszanie grafików w ramach obszarów grafików

1. Każdy podmiot ds. grafikowania, z wyjątkiem podmiotów ds. grafikowania spedytorów, przekazuje OSP prowadzącemu obszar grafików, na żądanie tego OSP, a w stosownych przypadkach osobie trzeciej, następujące grafiki:
 - a) grafiki wytwarzania;
 - b) grafiki poboru energii;
 - c) wewnętrzne grafiki handlowe; oraz
 - d) zewnętrzne grafiki handlowe.
2. Każdy podmiot ds. grafikowania spedytora, lub w stosownych przypadkach, kontrahent centralny przekazuje OSP prowadzącemu obszar grafików objęty łączeniem rynków, na żądanie odpowiedniego OSP, a w stosownych przypadkach osobie trzeciej, następujące grafiki:
 - a) zewnętrzne grafiki handlowe w postaci:
 - (i) wielostronnych wymian między obszarem grafików a grupą innych obszarów grafików;
 - (ii) dwustronnych wymian między obszarem grafików a innym obszarem grafików;
 - b) wewnętrzne grafiki handlowe pomiędzy spedytorem i kontrahentami centralnymi;
 - c) wewnętrzne grafiki handlowe pomiędzy spedytorem i innymi spedytorami.

Artykuł 112

Spójność grafików

1. Każdy OSP prowadzący obszar grafików sprawdza, czy grafiki wytwarzania, grafiki poboru energii, zewnętrzne grafiki handlowe i zewnętrzne grafiki OSP w jego obszarze grafików są zbilansowane.
2. W przypadku zewnętrznych grafików OSP każdy OSP uzgadnia wartości w grafiku ze stosownym OSP. W przypadku braku uzgodnienia zastosowanie ma niższa wartość.

3. W przypadku wymian dwustronnych między dwoma obszarami grafikovymi każdy OSP uzgadnia zewnętrzne grafiki handlowe ze stosownymi OSP. W przypadku braku uzgodnienia dotyczącego wartości grafików handlowych zastosowanie ma niższa wartość.
4. Wszyscy OSP prowadzący obszary grafikowe weryfikują, czy wszystkie zagregowane zewnętrzne grafiki netto pomiędzy wszystkimi obszarami grafikovymi w obszarze synchronicznym są zbilansowane. Jeżeli występuje niedopasowanie, a OSP nie zgadzają się co do wartości zagregowanych zewnętrznych grafików netto, zastosowanie mają niższe wartości.
5. Każdy podmiot ds. grafikowania spedytora lub, w stosownych przypadkach, kontrahent centralny, przekazuje OSP, na ich żądanie, wartości zewnętrznych grafików handlowych każdego obszaru grafikowego biorącego udział włączeniu rynków, w formie zagregowanych zewnętrznych grafików netto.
6. Każdy podmiot odpowiedzialny za wyznaczanie planowanej wymiany przekazuje OSP, na ich żądanie, wartości planowanych wymian dotyczących obszarów grafikowych biorących udział włączeniu rynków, w formie zagregowanych zewnętrznych grafików netto, w tym dwustronnych wymian pomiędzy dwoma obszarami grafikovymi.

Artykuł 113

Przekazywanie informacji innym OSP

1. OSP odpowiadający na wniosek innego OSP wyznacza i podaje:
 - a) zagregowane zewnętrzne grafiki netto; oraz
 - b) saldo obszaru AC, w przypadku gdy obszar grafikowy jest wzajemnie połączony z innymi obszarami grafikovymi za pomocą połączeń przesyłowych prądu przemiennego.
2. Jeżeli jest to konieczne do utworzenia wspólnych modeli sieci zgodnie z art. 70 ust. 1, każdy OSP prowadzący obszar grafikowy przekazuje wnioskującemu OSP:
 - a) grafiki wytwarzania; oraz
 - b) grafiki poboru energii.

TYTUŁ 7

ŚRODOWISKO DANYCH PLANOWANIA OPERACYJNEGO ENTSO-E

Artykuł 114

Przepisy ogólne dotyczące środowiska danych planowania operacyjnego ENTSO-E

1. W terminie 24 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia ENTSO-E, zgodnie z art. 115, 116 i 117, wdraża i obsługuje środowisko danych planowania operacyjnego ENTSO-E na potrzeby przechowywania i wymiany wszystkich istotnych informacji oraz zarządzania nimi.
2. W terminie 6 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP określają ujednolicony format danych na potrzeby wymiany danych, który stanowi integralną część środowiska danych planowania operacyjnego ENTSO-E.
3. Wszyscy OSP i regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa muszą mieć dostęp do wszystkich informacji znajdujących się w środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO-E.
4. Do czasu wdrożenia środowiska danych planowania operacyjnego ENTSO-E wszyscy OSP mogą wymieniać istotne dane między sobą i regionalnymi koordynatorami bezpieczeństwa.
5. ENTSO-E przygotowuje plan ciągłości działania, który należy stosować w przypadku niedostępności środowiska danych planowania operacyjnego.

*Artykuł 115***Indywidualne modele sieci, wspólne modele sieci i analiza bezpieczeństwa pracy systemu**

1. W środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO-E przechowuje się wszystkie indywidualne modele sieci i związane z nimi istotne informacje dla wszystkich stosownych przedziałów czasowych określonych w niniejszym rozporządzeniu oraz w art. 14 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2015/1222 i w art. 9 rozporządzenia (UE) 2016/1719.
2. Informacje dotyczące indywidualnych modeli sieci umieszczone w środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO-E muszą umożliwiać łączenie ich we wspólne modele sieci.
3. Wspólny model sieci ustanowiony dla każdego przedziału czasowego musi być udostępniany w środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO-E.
4. Dla przedziału czasowego następnego roku w środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO-E udostępnia się następujące informacje:
 - a) indywidualny model sieci na następny rok dla każdego OSP i dla każdego scenariusza określonego zgodnie z art. 66; oraz
 - b) wspólny model sieci na następny rok dla każdego scenariusza określonego zgodnie z art. 67.
5. Dla przedziałów czasowych następnego dnia i bieżącego dnia w środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO-E udostępnia się następujące dane:
 - a) indywidualne modele sieci na następny dzień i bieżący dzień dla każdego OSP i zgodnie z rozdzielczością czasową określoną na podstawie art. 70 ust. 1;
 - b) planowane wymiany we właściwym czasie dla każdego obszaru grafikowego lub dla każdej granicy obszaru grafikowego, którykolwiek z tych elementów OSP uznają za istotny, a także dla każdego systemu HVDC łączącego obszary grafikowe;
 - c) wspólne modele sieci na następny dzień i bieżący dzień zgodnie z rozdzielczością czasową określoną na podstawie art. 70 ust. 1; oraz
 - d) wykaz przygotowanych i uzgodnionych działań zaradczych określonych w celu reagowania na ograniczenia o znaczeniu transgranicznym.

*Artykuł 116***Koordinacja wyłączeń**

1. Środowisko danych planowania operacyjnego ENTSO-E musi zawierać moduł do przechowywania i wymiany wszystkich informacji istotnych dla koordynacji wyłączeń.
2. Informacje, o których mowa w ust. 1, obejmują co najmniej stan dostępności istotnych elementów i informacje dotyczące planów dostępności, o których mowa w art. 92.

*Artykuł 117***Wystarczalność systemu**

1. Środowisko danych planowania operacyjnego ENTSO-E musi zawierać moduł do przechowywania i wymiany wszystkich informacji istotnych dla wykonania skoordynowanej analizy wystarczalności.
2. Informacje, o których mowa w ust. 1, obejmują co najmniej następujące elementy:
 - a) dane dotyczące wystarczalności systemu na następny sezon przekazywane przez każdego OSP;
 - b) sprawozdanie z ogólnoeuropejskiej analizy wystarczalności systemu na następny sezon;
 - c) prognozy wykorzystywane na potrzeby wystarczalności zgodnie z art. 104; oraz
 - d) informacje o braku wystarczalności zgodnie z art. 105 ust. 4.

CZĘŚĆ IV

REGULACJA ORAZ REZERWY MOCY I CZĘSTOTLIWOŚCI

TYTUŁ 1

POROZUMIENIA RUCHOWE

Artykuł 118

Porozumienia ruchowe obszaru synchronicznego

1. W terminie 12 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego wspólnie opracowują wspólne propozycje dotyczące:
 - a) zasad określania wielkości FCR zgodnie z art. 153;
 - b) dodatkowych właściwości FCR zgodnie z art. 154 ust. 2;
 - c) parametrów definiujących jakość częstotliwości i parametrów docelowej jakości częstotliwości zgodnie z art. 127;
 - d) dla obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej („CE”) i nordyckiego obszaru synchronicznego – docelowych parametrów uchybu regulacyjnego odbudowy częstotliwości dla każdego bloku LFC zgodnie z art. 128;
 - e) metody oceny ryzyka oraz stopniowych zmian poziomu ryzyka wyczerpywania FCR obszaru synchronicznego zgodnie z art. 131 ust. 2;
 - f) podmiotu monitorującego obszar synchroniczny zgodnie z art. 133;
 - g) wyznaczania sumy grafików wymiany na podstawie salda obszaru AC przy jednakowym czasie rampowania na potrzeby wyznaczania ACE dla obszaru synchronicznego z więcej niż jednym obszarem LFC zgodnie z art. 136;
 - h) w stosownych przypadkach, ograniczeń generowanej mocy czynnej połączeń wzajemnych HVDC między obszarami synchronicznymi zgodnie z art. 137;
 - i) struktury LFC zgodnie z art. 139;
 - j) w stosownych przypadkach, metody zmniejszenia odchyłki czasu elektrycznego zgodnie z art. 181;
 - k) w każdym przypadku, gdy obszar synchroniczny podlega kontroli więcej niż jednego OSP – szczegółowego podziału odpowiedzialności pomiędzy OSP zgodnie z art. 141;
 - l) procedur ruchowych w przypadku wyczerpania się FCR zgodnie z art. 152 ust. 7;
 - m) w przypadku obszarów synchronicznych GB i IE/Ni – środków zapewniających uzupełnianie magazynów energii zgodnie z art. 156 ust. 6 lit. b);
 - n) procedur ruchowych na potrzeby zmniejszenia odchyłki częstotliwości systemu w celu przywrócenia systemu do stanu normalnego i ograniczenia ryzyka wejścia w stan zagrożenia zgodnie z art. 152 ust. 10;
 - o) funkcji i odpowiedzialności OSP wdrażających proces kompensowania niezbilansowań, proces transgranicznej aktywacji FRR lub proces transgranicznej aktywacji rezerwy RR zgodnie z art. 149 ust. 2;
 - p) wymogów dotyczących dostępności, niezawodności i rezerwowania infrastruktury technicznej zgodnie z art. 151 ust. 2;
 - q) wspólnych zasad pracy w stanie normalnym i stanie alarmowym zgodnie z art. 152 ust. 6 oraz działań, o których mowa w art. 152 ust. 15;
 - r) w przypadku obszaru synchronicznego kontynentalnej Europy (CE) i nordyckiego obszaru synchronicznego – minimalnego okresu aktywacji, który muszą zapewnić dostawcy FCR zgodnie z art. 156 ust. 10;
 - s) w przypadku obszaru synchronicznego kontynentalnej Europy (CE) i nordyckiego obszaru synchronicznego – założeń i metody analizy kosztów i korzyści zgodnie z art. 156 ust. 11;

- t) w stosownych przypadkach, w przypadku obszarów synchronicznych innych niż CE – limitów wymiany FCR pomiędzy OSP zgodnie z art. 163 ust. 2;
 - u) funkcji i odpowiedzialności OSP przyłączającego rezerwy, OSP odbierającego rezerwy i zainteresowanego OSP w odniesieniu do wymiany FRR i RR, określonych zgodnie z art. 165 ust. 1;
 - v) funkcji i odpowiedzialności OSP zapewniającego rezerwę mocy, OSP odbierającego rezerwę mocy i zainteresowanego OSP w odniesieniu do współdzielenia FRR i RR, określonych zgodnie z art. 166 ust. 1;
 - w) funkcji i odpowiedzialności OSP przyłączającego rezerwy, OSP odbierającego rezerwy i zainteresowanego OSP w odniesieniu do wymiany rezerw pomiędzy obszarami synchronicznymi, a także OSP zapewniającego rezerwę mocy i OSP odbierającego rezerwę mocy oraz zainteresowanego OSP w odniesieniu do współdzielenia rezerw pomiędzy obszarami synchronicznymi, określonych zgodnie z art. 171 ust. 2;
 - x) metody określania limitów wielkości współdzielenia FCR pomiędzy obszarami synchronicznymi, określonych zgodnie z art. 174 ust. 2;
 - y) w przypadku obszarów synchronicznych GB i IE/NI – metody określania minimalnych dostaw rezerwy mocy FCR zgodnie z art. 174 ust. 2 lit. b);
 - z) metody określania limitów wielkości wymiany FRR pomiędzy obszarami synchronicznymi określonej zgodnie z art. 176 ust. 1 i metody określania limitów wielkości współdzielenia FRR pomiędzy obszarami synchronicznymi określonej zgodnie z art. 177 ust. 1; oraz
 - aa) metody określania limitów wielkości wymiany RR pomiędzy obszarami synchronicznymi określonej zgodnie z art. 178 ust. 1 i metody określania limitów wielkości współdzielenia RR pomiędzy obszarami synchronicznymi określonej zgodnie z art. 179 ust. 1.
2. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego przedkładają metody i warunki wymienione w art. 6 ust. 3 lit. d) do zatwierdzenia przez wszystkie organy regulacyjne danego obszaru synchronicznego. W terminie jednego miesiąca od zatwierdzenia tych metod i warunków wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego muszą zawrzeć porozumienie ruchowe obszaru synchronicznego, która wchodzi w życie w terminie 3 miesięcy po zatwierdzeniu metod i warunków.

Artykuł 119

Porozumienia ruchowe bloku LFC

1. W terminie 12 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP z każdego bloku LFC wspólnie opracowują wspólne propozycje dotyczące:
- a) w przypadku gdy blok LFC składa się z więcej niż jednego obszaru LFC – parametrów docelowych FRCE dla każdego obszaru LFC określonych zgodnie z art. 128 ust. 4;
 - b) podmiotu monitorującego blok LFC zgodnie z art. 134 ust. 1;
 - c) ograniczeń gradientu rampowania dla generowanej mocy czynnej zgodnie z art. 137 ust. 3 i 4;
 - d) w przypadku gdy blok LFC podlega kontroli więcej niż jednego OSP – szczegółowego podziału odpowiedzialności pomiędzy OSP w bloku LFC zgodnie z art. 141 ust. 9;
 - e) w stosownych przypadkach – wyznaczenia OSP odpowiedzialnego za zadania, o których mowa w art. 145 ust. 6;
 - f) dodatkowych wymogów dotyczących dostępności, niezawodności i rezerwowania infrastruktury technicznej określonych zgodnie z art. 151 ust. 3;
 - g) procedur ruchowych w przypadku wyczerpywania się FRR lub RR zgodnie z art. 152 ust. 8;
 - h) zasad określania wielkości FRR ustalonych zgodnie z art. 157 ust. 1;
 - i) zasad określania wielkości RR ustalonych zgodnie z art. 160 ust. 2;

- j) w przypadku gdy blok LFC podlega kontroli więcej niż jednego OSP, szczegółowego podziału odpowiedzialności określonego zgodnie z art. 157 ust. 3 oraz, w stosownych przypadkach, szczegółowego podziału odpowiedzialności określonego zgodnie z art. 160 ust. 6;
 - k) procedury eskalacji określonej zgodnie z art. 157 ust. 4 oraz, w stosownych przypadkach, procedury eskalacji określonej zgodnie z art. 160 ust. 7;
 - l) wymogów dostępności FRR i wymogów dotyczących jakości regulacji określonych zgodnie z art. 158 ust. 2 oraz, w stosownych przypadkach, wymogów dostępności i wymogów dotyczących jakości regulacji określonych zgodnie z art. 161 ust. 2;
 - m) w stosownych przypadkach, wszelkich limitów wymiany FCR pomiędzy obszarami LFC różnych bloków LFC w obszarze synchronicznym CE oraz wymiany FRR lub RR między obszarami LFC bloku LFC obszaru synchronicznego składającego się z więcej niż jednego bloku LFC określonego zgodnie z art. 163 ust. 2, art. 167 i art. 169 ust. 2;
 - n) funkcji i odpowiedzialności OSP przyłączającego rezerwy, OSP odbierającego rezerwy i zainteresowanego OSP w odniesieniu do wymiany FRR lub RR z OSP innych bloków LFC określonych zgodnie z art. 165 ust. 6;
 - o) funkcji i odpowiedzialności OSP zapewniającego rezerwę mocy, OSP odbierającego rezerwę mocy i zainteresowanego OSP w odniesieniu do współdzielenia FRR i RR, określonych zgodnie z art. 166 ust. 7;
 - p) funkcji i odpowiedzialności OSP zapewniającego rezerwę mocy, OSP odbierającego rezerwę mocy i zainteresowanego OSP w odniesieniu do współdzielenia FRR i RR pomiędzy obszarami synchronicznymi zgodnie z art. 175 ust. 2;
 - q) skoordynowanych działań zmierzających do zmniejszania FRCE, jak określono w art. 152 ust. 14; oraz
 - r) środków mających na celu ograniczenie FRCE za pomocą wymaganych zmian w wytwarzaniu mocy czynnej lub poborze energii modułów wytwarzania energii i jednostek odbiorczych zgodnie z art. 152 ust. 16.
2. Wszyscy OSP z każdego bloku LFC przedkładają metody i warunki wymienione w art. 6 ust. 3 lit. e) do zatwierdzenia przez wszystkie organy regulacyjne danego bloku LFC. W terminie jednego miesiąca od zatwierdzenia tych metod i warunków wszyscy OSP z każdego bloku LFC muszą zawrzeć umowę operacyjną bloku LFC, która wchodzi w życie w terminie 3 miesięcy po zatwierdzeniu metod i warunków.

Artykuł 120

Porozumienie ruchowe obszaru LFC

W terminie 12 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP z każdego obszaru LFC sporządzają porozumienie ruchowe obszaru LFC, które obejmuje co najmniej:

- a) szczegółowy podział odpowiedzialności pomiędzy OSP należących do obszaru LFC zgodnie z art. 141 ust. 8;
- b) wyznaczenie OSP odpowiedzialnego za wdrożenie i funkcjonowanie procesu odbudowy częstotliwości zgodnie z art. 143 ust. 4.

Artykuł 121

Porozumienie ruchowe obszaru monitorowania

W terminie 12 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP z każdego obszaru monitorowania zawierają porozumienie ruchowe obszaru monitorowania, które obejmuje co najmniej podział odpowiedzialności pomiędzy OSP należących do tego samego obszaru monitorowania zgodnie z art. 141 ust. 7.

Artykuł 122

Umowa kompensowania niezbilansowań

Wszyscy OSP biorący udział w tym samym procesie kompensowania niezbilansowań zawierają umowę kompensowania niezbilansowań, która obejmuje co najmniej funkcje i zakresy odpowiedzialności OSP zgodnie z art. 149 ust. 3.

Artykuł 123

Umowa transgranicznej aktywacji FRR

Wszyscy OSP biorący udział w tym samym procesie transgranicznej aktywacji FRR zawierają umowę transgranicznej aktywacji FRR, która obejmuje co najmniej funkcje i zakresy odpowiedzialności OSP zgodnie z art. 149 ust. 3.

Artykuł 124

Umowa transgranicznej aktywacji RR

Wszyscy OSP biorący udział w tym samym procesie transgranicznej aktywacji RR zawierają umowę transgranicznej aktywacji RR, która obejmuje co najmniej funkcje i zakresy odpowiedzialności OSP zgodnie z art. 149 ust. 3.

Artykuł 125

Umowa współdzielenia

Wszyscy OSP uczestniczący w tym samym procesie współdzielenia FCR, FRR lub RR sporządzają umowę współdzielenia, która określa co najmniej:

- a) w przypadku współdzielenia FRR lub RR w danym obszarze synchronicznym – funkcje i zakresy odpowiedzialności OSP odbierającego rezerwę mocy i OSP zapewniającego rezerwę mocy oraz zainteresowanych OSP zgodnie z art. 165 ust. 3; lub
- b) w przypadku współdzielenia rezerw pomiędzy obszarami synchronicznymi – funkcje i zakresy odpowiedzialności OSP odbierającego rezerwę mocy i OSP zapewniającego rezerwę mocy zgodnie z art. 171 ust. 4 oraz procedury na wypadek niewykonania współdzielenia rezerw pomiędzy obszarami synchronicznymi w czasie rzeczywistym zgodnie z art. 171 ust. 9.

Artykuł 126

Umowa wymiany

Wszyscy OSP uczestniczący w tej samej wymianie FCR, FRR lub RR sporządzają umowę wymiany, która obejmuje co najmniej:

- a) w przypadku wymiany FRR lub RR w danym obszarze synchronicznym – funkcje i zakresy odpowiedzialności OSP przyłączających rezerwy i odbierających rezerwy zgodnie z art. 165 ust. 3; lub
- b) w przypadku wymiany rezerw pomiędzy obszarami synchronicznymi – funkcje i zakresy odpowiedzialności OSP przyłączających rezerwy i odbierających rezerwy zgodnie z art. 171 ust. 4 oraz procedury na wypadek niewykonania wymiany rezerw pomiędzy obszarami synchronicznymi w czasie rzeczywistym zgodnie z art. 171 ust. 9.

TYTUŁ 2

JAKOŚĆ CZĘSTOTLIWOŚCI

Artykuł 127

Parametry definiujące jakość częstotliwości i parametry docelowe jakości częstotliwości

1. Parametry definiujące jakość częstotliwości to:
 - a) częstotliwość znamionowa dla wszystkich obszarów synchronicznych;
 - b) standardowy zakres częstotliwości dla wszystkich obszarów synchronicznych;

- c) maksymalna odchyłka częstotliwości chwilowej dla wszystkich obszarów synchronicznych;
 - d) maksymalna quasi-statyczna odchyłka częstotliwości dla wszystkich obszarów synchronicznych;
 - e) czas odbudowy częstotliwości dla wszystkich obszarów synchronicznych;
 - f) czas przywrócenia częstotliwości dla obszarów synchronicznych GB i IE/Ni;
 - g) zakres odbudowy częstotliwości dla obszarów synchronicznych GB i IE/Ni i nordyckiego obszaru synchronicznego;
 - h) zakres przywracania częstotliwości dla obszarów synchronicznych GB i IE/Ni; oraz
 - i) czas aktywacji stanu alarmowego dla wszystkich obszarów synchronicznych.
2. Częstotliwość znamionowa dla wszystkich obszarów synchronicznych wynosi 50 Hz.
3. Wartości domyślne parametrów definiujących jakość częstotliwości wymienionych w ust. 1 określono w tabeli 1 w załączniku III.
4. Parametr docelowej jakości częstotliwości oznacza maksymalną liczbę minut poza standardowym zakresem częstotliwości w roku dla obszaru synchronicznego, a jego wartość domyślną dla obszaru synchronicznego określono w tabeli 2 w załączniku III.
5. Wartości parametrów definiujących jakość częstotliwości podane w tabeli 1 w załączniku III oraz wartości parametru docelowej jakości częstotliwości podane w tabeli 2 w załączniku III mają zastosowanie, chyba że wszyscy OSP w obszarze synchronicznym zaproponują inne wartości zgodnie z ust. 6, 7 i 8.
6. Wszyscy OSP obszaru synchronicznego CE i nordyckiego obszaru synchronicznego mają prawo do zaproponowania w umowie operacyjnej obszaru synchronicznego poniższych wartości innych niż wartości określone w tabelach 1 i 2 w załączniku III:
- a) czas aktywacji stanu alarmowego;
 - b) maksymalna liczba minut poza standardowym zakresem częstotliwości.
7. Wszyscy OSP obszarów synchronicznych GB i IE/Ni mają prawo do zaproponowania w umowie operacyjnej obszaru synchronicznego poniższych wartości innych niż wartości określone w tabelach 1 i 2 w załączniku III:
- a) czas odbudowy częstotliwości;
 - b) czas aktywacji stanu alarmowego; oraz
 - c) maksymalna liczba minut poza standardowym zakresem częstotliwości.
8. Propozycja dotycząca modyfikacji wartości zgodnie z ust. 6 i 7 opiera się na ocenie zarejestrowanych wartości częstotliwości systemu w okresie co najmniej jednego roku oraz rozwoju obszaru synchronicznego i musi spełniać następujące warunki:
- a) wnioskowana modyfikacja parametrów definiujących jakość częstotliwości podanych w tabeli 1 w załączniku III lub parametru docelowej jakości częstotliwości podanego w tabeli 2 w załączniku III uwzględnia:
 - (i) wielkość systemu w oparciu o pobór i wytwarzanie energii w obszarze synchronicznym i inercję obszaru synchronicznego;
 - (ii) incydent referencyjny;
 - (iii) strukturę lub topologię sieci;
 - (iv) zachowanie generacji i obciążenia;
 - (v) liczbę i odpowiedź modułów wytwarzania energii w trybie automatycznej redukcji wytwarzania przy wzroście częstotliwości (LFSM-O i w trybie automatycznego wzrostu wytwarzania przy spadku częstotliwości (LFSM-U określonych w art. 13 ust. 2 i art. 15 ust. 2 lit. c) rozporządzenia (UE) 2016/631;

- (vi) liczbę i odpowiedź jednostek odbiorczych z aktywowaną regulacją odbioru w funkcji częstotliwości lub bardzo szybką regulacją mocy czynnej w ramach odpowiedzi odbioru, jak określono w art. 29 i 30 rozporządzenia (UE) 2016/1388; oraz
 - (vii) zdolności techniczne modułów wytwarzania energii i jednostek odbiorczych;
- b) wszyscy OSP w obszarze synchronicznym przeprowadzają konsultacje publiczne w sprawie skutków dla zainteresowanych stron wywołanych wnioskowaną modyfikacją parametrów definiujących jakość częstotliwości podanych w tabeli 1 w załączniku III lub parametru docelowej jakości częstotliwości podanego w tabeli 2 w załączniku III.
9. Wszyscy OSP dokładają starań w celu przestrzegania wartości parametrów definiujących jakość częstotliwości lub parametru docelowej jakości częstotliwości. Wszyscy OSP weryfikują wypełnienie wymagań realizacji parametru docelowej jakości częstotliwości co najmniej raz w roku.

Artykuł 128

Parametry docelowe FRCE

1. Wszyscy OSP z obszaru synchronicznego CE i z nordyckiego obszaru synchronicznego co najmniej raz w roku określają w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego wartości poziomu 1 zakresu FRCE i poziomu 2 zakresu FRCE dla każdego bloku LFC z obszaru synchronicznego CE i z nordyckiego obszaru synchronicznego.
2. Wszyscy OSP z obszaru synchronicznego CE i z nordyckiego obszaru synchronicznego, jeżeli przedmiotowe obszary obejmują więcej niż jeden blok LFC, zapewniają, aby poziom 1 zakresów FRCE i poziom 2 zakresów FRCE bloków LFC w tych obszarach synchronicznych były proporcjonalne do pierwiastka kwadratowego sumy udziału zobowiązań w zakresie FCR OSP tworzących bloki LFC, zgodnie z art. 153.
3. Wszyscy OSP z obszaru synchronicznego CE i z nordyckiego obszaru synchronicznego dokładają starań, aby przestrzegać poniższych parametrów docelowych FRCE dla każdego bloku LFC w obszarze synchronicznym:
 - a) liczba przedziałów czasowych w ciągu roku poza poziomem 1 zakresu FRCE w przedziale czasowym równym czasowi odbudowy częstotliwości musi być mniejsza niż 30 % przedziałów czasowych w roku; oraz
 - b) liczba przedziałów czasowych w ciągu roku poza poziomem 2 zakresu FRCE w przedziale czasowym równym czasowi odbudowy częstotliwości musi być mniejsza niż 5 % przedziałów czasowych w roku.
4. W przypadku gdy blok LFC obejmuje więcej niż jeden obszar LFC, wszyscy OSP danego bloku LFC określają w porozumieniu ruchowym bloku LFC wartości parametrów docelowych FRCE dla każdego obszaru LFC.
5. W odniesieniu do obszarów synchronicznych GB i IE/Ni poziom 1 zakresu FRCE musi wynosić co najmniej 200 mHz, a poziom 2 zakresu FRCE musi wynosić co najmniej 500 mHz.
6. Wszyscy OSP z obszarów synchronicznych GB i IE/Ni dokładają starań, aby przestrzegać poniższych parametrów docelowych FRCE w obszarze synchronicznym:
 - a) maksymalna liczba przedziałów czasowych poza poziomem 1 zakresu FRCE musi być nie większa niż wartość w tabeli w załączniku IV wyrażona jako procent przedziałów czasowych rocznie;
 - b) maksymalna liczba przedziałów czasowych poza poziomem 2 zakresu FRCE musi być nie większa niż wartość w tabeli w załączniku IV wyrażona jako procent przedziałów czasowych rocznie.
7. Wszyscy OSP sprawdzają, co najmniej raz w roku, czy parametry docelowe FRCE zostały spełnione.

Artykuł 129

Proces stosowania kryteriów

Proces stosowania kryteriów obejmuje:

- a) gromadzenie danych do oceny jakości częstotliwości; oraz
- b) wyznaczanie kryteriów oceny jakości częstotliwości.

Artykuł 130

Dane do oceny jakości częstotliwości

1. Dane do oceny jakości częstotliwości to:
 - a) dla obszaru synchronicznego:
 - (i) dane dotyczące częstotliwości chwilowej; oraz
 - (ii) dane dotyczące odchyłki częstotliwości chwilowej;
 - b) dla każdego bloku LFC w obszarze synchronicznym – dane dotyczące chwilowego FRCE.
2. Dokładność pomiaru danych dotyczących częstotliwości chwilowej i chwilowego FRCE, w przypadku gdy pomiary wykonuje się w Hz, musi wynosić co najmniej 1 mHz.

Artykuł 131

Kryteria oceny jakości częstotliwości

1. Do kryteriów oceny jakości częstotliwości należą:
 - a) w przypadku obszaru synchronicznego podczas pracy w stanie normalnym lub stanie alarmowym, jak określono w art. 18 ust. 1 i 2, z częstotliwością miesięczną – dane dotyczące częstotliwości chwilowej:
 - (i) wartość średnia;
 - (ii) odchyłka standardowa;
 - (iii) centyle: 1, 5, 10, 90, 95 i 99;
 - (iv) całkowity czas, w którym wartość bezwzględna odchyłki częstotliwości chwilowej była większa niż standardowa odchyłka częstotliwości, przy rozróżnieniu ujemnych i dodatnich odchyłek częstotliwości chwilowej;
 - (v) całkowity czas, w którym wartość bezwzględna odchyłki częstotliwości chwilowej była większa niż maksymalna odchyłka częstotliwości chwilowej, przy rozróżnieniu ujemnych i dodatnich odchyłek częstotliwości chwilowej;
 - (vi) liczba zdarzeń, w których wartość bezwzględna odchyłki częstotliwości chwilowej obszaru synchronicznego przekroczyła 200 % standardowej odchyłki częstotliwości, a odchyłka częstotliwości chwilowej nie powróciła do wartości 50 % standardowej odchyłki częstotliwości w obszarze synchronicznym CE i do zakresu odbudowy częstotliwości w obszarach synchronicznych GB i IE/NI oraz w nordyckim obszarze synchronicznym w czasie odbudowy częstotliwości. W ramach tych danych rozróżnia się ujemne i dodatnie odchyłki częstotliwości;
 - (vii) w przypadku obszarów synchronicznych GB i IE/NI – liczba zdarzeń, dla których wartość bezwzględnej odchyłki częstotliwości chwilowej wykraczała poza zakres odbudowy częstotliwości i nie powróciła do zakresu odbudowy częstotliwości w czasie odbudowy częstotliwości, przy rozróżnieniu ujemnych i dodatnich odchyłek częstotliwości;
 - b) dla każdego bloku LFC obszaru synchronicznego CE lub nordyckiego obszaru synchronicznego podczas pracy w stanie normalnym lub stanie alarmowym zgodnie z art. 18 ust. 1 i 2 z częstotliwością miesięczną:
 - (i) dla zbioru danych zawierającego wartości średnie FRCE bloku LFC w przedziałach czasowych równych czasowi odbudowy częstotliwości:
 - wartość średnia,
 - odchyłkę standardową,
 - centyle: 1, 5, 10, 90, 95 i 99,
 - liczba przedziałów czasowych, w których wartość średnia FRCE wykraczała poza poziom 1 zakresu FRCE, przy rozróżnieniu ujemnych i dodatnich wartości FRCE, oraz
 - liczba przedziałów czasowych, w których wartość średnia FRCE wykraczała poza poziom 2 zakresu FRCE, przy rozróżnieniu ujemnych i dodatnich wartości FRCE;

- (ii) dla zbioru danych zawierającego wartości średnie 1-minutowe FRCE bloku LFC: liczba zdarzeń miesięcznie, dla których FRCE przekroczył 60 % zakresu rezerwy FRR i nie powrócił do wartości 15 % zakresu rezerwy FRR w czasie odbudowy częstotliwości, przy rozróżnieniu ujemnych i dodatnich wartości FRCE;
 - c) dla bloków LFC obszaru synchronicznego GB lub IE/Ni podczas pracy w stanie normalnym lub stanie alarmowym zgodnie z art. 18 ust. 1 i 2 z częstotliwością miesięczną, a dla zbioru danych zawierającego wartości średnie 1-minutowe FRCE bloku LFC: liczba zdarzeń, dla których wartość absolutna FRCE przekroczyła wartość maksymalnej quasi-stacjonarnej odchyłki częstotliwości, a FRCE nie powrócił do wartości 10 % maksymalnej quasi-stacjonarnej odchyłki częstotliwości w czasie odbudowy częstotliwości, przy rozróżnieniu ujemnych i dodatnich wartości FRCE.
2. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego określają w umowie operacyjnej obszar synchronicznego wspólną metodę oceny ryzyka i stopniowych zmian poziomu ryzyka wyczerpania FCR w obszarze synchronicznym. Metoda ta musi być realizowana przynajmniej raz do roku i opierać się przynajmniej na danych historycznych dotyczących częstotliwości chwilowej systemu za okres nie krótszy niż jeden rok. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego przekazują niezbędne dane wejściowe na potrzeby takiej oceny.

Artykuł 132

Proces gromadzenia i przekazywania danych

1. Proces gromadzenia i przekazywania danych obejmuje następujące elementy:
 - a) pomiary częstotliwości systemu;
 - b) wyznaczanie danych do oceny jakości częstotliwości; oraz
 - c) przekazywanie danych do oceny jakości częstotliwości na potrzeby procesu stosowania kryteriów.
2. Proces gromadzenia i przekazywania danych jest wdrażany przez podmiot monitorujący obszar synchroniczny wyznaczony zgodnie z art. 133.

Artykuł 133

Podmiot monitorujący obszar synchroniczny

1. Wszyscy OSP w obszarze synchronicznym wyznaczają jednego OSP z danego obszaru synchronicznego w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego jako podmiot monitorujący obszar synchroniczny.
2. Podmiot monitorujący obszar synchroniczny uruchamia proces gromadzenia i przekazywania danych dla obszaru synchronicznego, o którym mowa w art. 132.
3. Podmiot monitorujący obszar synchroniczny uruchamia proces stosowania kryteriów, o którym mowa w art. 129.
4. Podmiot monitorujący obszar synchroniczny gromadzi dane do oceny jakości częstotliwości pochodzące z jego obszaru synchronicznego i przeprowadza proces stosowania kryteriów, z uwzględnieniem wyznaczania kryteriów oceny jakości częstotliwości, raz na 3 miesiące oraz w terminie 3 miesięcy od zakończenia analizowanego okresu.

Artykuł 134

Podmiot monitorujący blok LFC

1. Wszyscy OSP z danego bloku LFC wyznaczają w porozumieniu ruchowym bloku LFC jednego OSP z tego bloku LFC jako podmiot monitorujący blok LFC.

2. Podmiot monitorujący blok LFC gromadzi dane do oceny jakości częstotliwości dla bloku LFC zgodnie z procesem stosowania kryteriów, o którym mowa w art. 129.
3. Każdy OSP w obszarze LFC przekazuje podmiotowi monitorującemu blok LFC pomiary dla obszaru LFC niezbędne w celu gromadzenia danych do oceny jakości częstotliwości dla bloku LFC.
4. Podmiot monitorujący blok LFC przekazuje dane do oceny jakości częstotliwości bloku LFC i jego obszarów LFC raz na 3 miesiące oraz w terminie 2 miesięcy od zakończenia analizowanego okresu.

Artykuł 135

Informacje opisujące zachowanie generacji i obciążenia

Zgodnie z art. 40 każdy przyłączający OSP ma prawo zażądać niezbędnych informacji od SGU w celu monitorowania zachowania generacji i obciążenia w związku z niezbilansowaniami. Informacje takie mogą obejmować:

- a) nastawę mocy czynnej ze znacznikiem czasu dla bieżących i przyszłych operacji; oraz
- b) całkowitą generowaną moc czynną ze znacznikiem czasu.

Artykuł 136

Czas rampowania w obszarze synchronicznym

Wszyscy OSP z każdego z obszarów synchronicznych posiadających więcej niż jeden obszar LFC określają w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego wspólny czas rampowania zagregowanych grafików netto pomiędzy obszarami LFC w obszarze synchronicznym. Wyznaczanie sumy grafików wymiany na podstawie salda obszaru AC na potrzeby wyznaczania ACE odbywa się przy zastosowaniu wspólnego czasu rampowania.

Artykuł 137

Ograniczenia rampowania dla generowanej mocy czynnej

1. Wszyscy OSP z dwóch obszarów synchronicznych mają prawo do określenia w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego ograniczeń dotyczących generowanej mocy czynnej połączeń wzajemnych HVDC pomiędzy obszarami synchronicznymi w celu zmniejszenia ich wpływu na osiągnięcie parametrów docelowej jakości częstotliwości obszaru synchronicznego poprzez określenie łącznego maksymalnego gradientu rampowania dla wszystkich połączeń HVDC łączących obszar synchroniczny z innym obszarem.
2. Ograniczenia określone w ust. 1 nie mają zastosowania do kompensowania niezbilansowań, wyrównywania częstotliwości, a także do transgranicznej aktywacji FRR i RR za pośrednictwem połączeń wzajemnych HVDC.
3. Wszyscy przyłączający OSP dla połączenia wzajemnego HVDC mają prawo do określenia w porozumieniu ruchowym bloku LFC wspólnych ograniczeń dotyczących generowanej mocy czynnej połączenia wzajemnego HVDC w celu zmniejszenia jego wpływu na realizację parametru docelowego FRCE przyłączonych bloków LFC poprzez uzgodnienie czasów rampowania lub maksymalnych gradientów rampowania dla danego połączenia wzajemnego HVDC. Powyższe wspólne ograniczenia nie mają zastosowania do kompensowania niezbilansowań, wyrównywania częstotliwości, a także do transgranicznej aktywacji FRR i RR za pośrednictwem połączeń wzajemnych HVDC. Wszyscy OSP obszaru synchronicznego koordynują te środki w obszarze synchronicznym.
4. Wszyscy OSP z danego bloku LFC mają prawo określić w porozumieniu ruchowym bloku LFC następujące środki na rzecz wspierania realizacji parametru docelowego FRCE dla bloku LFC i łagodzenia deterministycznych odchyłek częstotliwości, uwzględniając ograniczenia techniczne modułów wytwarzania energii i jednostek odbiorczych:
 - a) zobowiązania w zakresie czasów rampowania lub maksymalnych gradientów rampowania dla modułów wytwarzania energii lub jednostek odbiorczych;

- b) zobowiązania w zakresie indywidualnych godzin rozpoczęcia rampowania dla modułów wytwarzania energii lub jednostek odbiorczych w bloku LFC; oraz
- c) koordynacja rampowania pomiędzy modułami wytwarzania energii, jednostkami odbiorczymi a konsumpcją mocy czynnej w bloku LFC.

Artykuł 138

Działania łagodzące

W przypadku gdy wartości wyznaczone na okres jednego roku kalendarzowego dotyczące parametrów docelowej jakości częstotliwości lub parametrów docelowych FRCE wykraczają poza wartości docelowe ustalone dla obszaru synchronicznego lub dla bloku LFC, wszyscy OSP odpowiedniego obszaru synchronicznego lub odpowiedniego bloku LFC:

- a) analizują, czy parametry docelowej jakości częstotliwości lub parametry docelowe FRCE będą nadal wykraczały poza wartości docelowe ustalone dla obszaru synchronicznego lub dla bloku LFC, a w przypadku wystąpienia uzasadnionego ryzyka, że może mieć to miejsce, analizują przyczyny i opracowują zalecenia; oraz
- b) opracowują środki łagodzące w celu zapewnienia, aby wartości docelowe dla obszaru synchronicznego lub dla bloku LFC mogły zostać osiągnięte w przyszłości.

TYTUŁ 3

STRUKTURA REGULACJI MOCY I CZĘSTOTLIWOŚCI

Artykuł 139

Struktura podstawowa

1. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego określają strukturę regulacji mocy i częstotliwości dla obszaru synchronicznego w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego. Każdy OSP jest odpowiedzialny za wdrożenie struktury regulacji mocy i częstotliwości w swoim obszarze synchronicznym i działanie zgodnie z nią.
2. Struktura regulacji mocy i częstotliwości każdego obszaru synchronicznego obejmuje:
 - a) strukturę procesu aktywacji zgodnie z art. 140; oraz
 - b) strukturę procesu odpowiedzialności zgodnie z art. 141.

Artykuł 140

Struktura procesu aktywacji

1. Struktura procesu aktywacji obejmuje:
 - a) FCP na podstawie art. 142;
 - b) FRP na podstawie art. 143; oraz
 - c) proces regulacji czasu na podstawie art. 181 w przypadku obszaru synchronicznego CE.
2. Struktura procesu aktywacji może obejmować:
 - a) RRP na podstawie art. 144;
 - b) proces kompensowania niezbilansowań zgodnie z art. 146;
 - c) proces transgranicznej aktywacji FRR zgodnie z art. 147;
 - d) proces transgranicznej aktywacji RR zgodnie z art. 148; oraz
 - e) proces regulacji czasu na podstawie art. 181 w obszarach synchronicznych innych niż CE.

Artykuł 141

Struktura procesu odpowiedzialności

1. Określając strukturę procesu odpowiedzialności, wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego uwzględniają co najmniej następujące kryteria:
 - a) wielkość i inercja całkowita, z uwzględnieniem inercji syntetycznej obszaru synchronicznego;
 - b) struktura sieci lub topologia sieci; oraz
 - c) zachowanie generacji i obciążenia oraz zachowanie HVDC.
2. W terminie 4 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP z danego obszaru synchronicznego wspólnie opracowują wspólną propozycję dotyczącą określenia bloków LFC, które muszą spełniać następujące wymogi:
 - a) obszar monitorowania odpowiada tylko jednemu obszarowi LFC lub jest częścią tylko jednego obszaru LFC;
 - b) obszar LFC odpowiada tylko jednemu blokowi LFC lub jest częścią tylko jednego bloku LFC;
 - c) blok LFC odpowiada tylko jednemu obszarowi synchronicznemu lub jest częścią tylko jednego obszaru synchronicznego; oraz
 - d) każdy element sieci jest częścią tylko jednego obszaru monitorowania, tylko jednego obszaru LFC i tylko jednego bloku LFC.
3. Wszyscy OSP z każdego obszaru monitorowania w sposób ciągły wyznaczają i monitorują w czasie rzeczywistym wymianę mocy czynnej w obszarze monitorowania.
4. Wszyscy OSP z każdego obszaru LFC:
 - a) monitorują w sposób ciągły FRCE obszaru LFC;
 - b) wdrażają i prowadzą FRP dla obszaru LFC;
 - c) dokładają starań w celu osiągnięcia parametrów docelowych FRCE obszaru LFC, jak określono w art. 128; oraz
 - d) mają prawo do wdrożenia jednego lub kilku procesów, o których mowa w art. 140 ust. 2.
5. Wszyscy OSP z każdego bloku LFC:
 - a) dokładają starań w celu osiągnięcia parametrów docelowych FRCE bloku LFC, jak określono w art. 128; oraz
 - b) przestrzegają zasad określania wielkości FRR zgodnie z art. 157 i zasad określania wielkości RR zgodnie z art. 160.
6. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego:
 - a) wdrażają i prowadzą FCP dla obszaru synchronicznego;
 - b) przestrzegają zasad określania wielkości FCR zgodnie z art. 153; oraz
 - c) dokładają starań w celu osiągnięcia parametrów docelowej jakości częstotliwości zgodnie z art. 127.
7. Wszyscy OSP z każdego obszaru monitorowania określają w porozumieniu ruchowym obszaru monitorowania podział zakresów odpowiedzialności pomiędzy OSP w obszarze monitorowania na potrzeby wykonania obowiązku określonego w ust. 3.
8. Wszyscy OSP z każdego obszaru LFC określają w porozumieniu ruchowym obszaru LFC podział odpowiedzialności pomiędzy OSP w obszarze LFC na potrzeby wykonania obowiązków określonych w ust. 4.
9. Wszyscy OSP z każdego bloku LFC określają w porozumieniu ruchowym bloku LFC podział odpowiedzialności pomiędzy OSP w bloku LFC na potrzeby wykonania obowiązków określonych w ust. 5.
10. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego określają w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego podział odpowiedzialności pomiędzy OSP w obszarze synchronicznym na potrzeby wykonania obowiązków określonych w ust. 6.
11. Wszyscy OSP z dwóch lub więcej obszarów LFC połączonych ze sobą za pomocą połączeń równoległych mają prawo do utworzenia bloku LFC, jeżeli wymogi dla bloku LFC określone w ust. 5 zostały spełnione.

*Artykuł 142***Proces utrzymania częstotliwości**

1. Celem regulacyjnym FCP jest stabilizacja częstotliwości systemu poprzez aktywację FCR.
2. Ogólna charakterystyka dla aktywacji FCR w obszarze synchronicznym odzwierciedla monotoniczne zmniejszenie aktywacji FCR jako funkcję odchyłki częstotliwości.

*Artykuł 143***Proces odbudowy częstotliwości**

1. Celem regulacyjnym FRP jest:
 - a) zregulowanie FRCE do zera w czasie odbudowy częstotliwości;
 - b) w przypadku obszaru synchronicznego CE i nordyckiego obszaru synchronicznego – stopniowe zastąpienie aktywowanego FCR aktywacją FRR zgodnie z art. 145.
2. FRCE to:
 - a) ACE obszaru LFC, w przypadku gdy w obszarze synchronicznym występuje więcej niż jeden obszar LFC; lub
 - b) odchyłka częstotliwości, w przypadku gdy jeden obszar LFC odpowiada blokowi LFC i obszarowi synchronicznemu.
3. ACE obszaru LFC oblicza się jako się jako wynik iloczynu współczynnika K obszaru LFC i odchyłki częstotliwości minus:
 - a) całkowity przepływ mocy czynnej połączeń równoległych i wirtualnej linii wymiany; oraz
 - b) suma grafików wymiany zgodnie z art. 136.
4. W przypadku gdy obszar LFC składa się z więcej niż jednego obszaru monitorowania, wszyscy OSP w obszarze LFC wyznaczają w porozumieniu ruchowym obszaru LFC jednego OSP odpowiedzialnego za wdrożenie i prowadzenie procesu odbudowy częstotliwości.
5. W przypadku gdy obszar LFC składa się z więcej niż jednego obszaru monitorowania, proces odbudowy częstotliwości tego obszaru LFC musi umożliwiać regulację wymiany mocy czynnej każdego obszaru monitorowania do wartości określonej jako bezpieczna na podstawie analizy bezpieczeństwa pracy w czasie rzeczywistym.

*Artykuł 144***Proces zastępowania rezerw**

1. Celem regulacyjnym RRP jest spełnienie przynajmniej jednego z poniższych celów poprzez aktywację RR:
 - a) stopniowa odbudowa aktywowanej FRR;
 - b) wpieranie aktywacji FRR;
 - c) w odniesieniu do obszarów synchronicznych GB i IE/IN – stopniowa odbudowa aktywowanych FCR i FRR.
2. RPP prowadzi się poprzez polecenia ręcznej aktywacji RR, aby spełnić cel regulacyjny zgodnie z ust. 1.

*Artykuł 145***Automatyczny i nieautomatyczny proces odbudowy częstotliwości**

1. Każdy OSP z każdego obszaru LFC wdraża automatyczny proces odbudowy częstotliwości („aFRP”) oraz nieautomatyczny proces odbudowy częstotliwości („mFRP”).

2. W terminie 2 lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia OSP z obszarów synchronicznych GB i IE/IN mogą przedłożyć swoim właściwym organom regulacyjnym propozycję dotyczącą niewdrażania aFRP. Propozycje te muszą zawierać analizę kosztów i korzyści wykazującą, że wdrożenie aFRP spowodowałoby wyższe koszty niż korzyści. W przypadku zatwierdzenia propozycji przez właściwe organy regulacyjne odpowiednie OSP i organy regulacyjne dokonują ponownej oceny takiej decyzji co najmniej co 4 lata.
3. Jeżeli obszar LFC składa się z więcej niż jednego obszaru monitorowania, wszyscy OSP w obszarze LFC ustanawiają proces wdrażania aFRP i mFRP w umowie operacyjnej obszaru LFC. W przypadku gdy blok LFC składa się z więcej niż jednego obszaru LFC, wszyscy OSP w obszarach LFC ustanawiają proces wdrażania mFRP w porozumieniu ruchowym bloku LFC.
4. Proces aFRP prowadzi się w pętli zamkniętej, w której FRCE to wartość wejściowa, a nastawa automatycznej aktywacji FRR stanowi wyjście. Nastawa automatycznej aktywacji FRR jest wyliczana przez pojedynczy regulator odbudowy częstotliwości wykorzystywany przez OSP w jego obszarze LFC. W przypadku obszaru synchronicznego CE i nordyckiego obszaru synchronicznego regulator odbudowy częstotliwości musi:
- a) być urządzeniem automatycznej regulacji przeznaczonym do zmniejszania FRCE do zera;
 - b) posiadać strukturę proporcjonalno-całkującą;
 - c) posiadać algorytm regulacji uniemożliwiający członowi całkującemu regulatora proporcjonalno-całkującego akumulację błędu regulacji i przeregulowanie; oraz
 - d) posiadać funkcjonalność dla nadzwyczajnych trybów pracy w przypadku pracy w stanie alarmowym i w stanie zagrożenia.
5. Proces mFRP prowadzi się poprzez polecenia ręcznej aktywacji FRR, aby spełnić cel regulacyjny zgodnie z art. 143 ust. 1.
6. Oprócz wdrożenia procesu aFRP w obszarach LFC wszyscy OSP z danego bloku LFC, który obejmuje więcej niż jeden obszar LFC, mają prawo do wyznaczenia jednego OSP w bloku LFC w porozumieniu ruchowym bloku LFC w celu:
- a) wyznaczania i monitorowania FRCE całego bloku LFC; oraz
 - b) uwzględniania – oprócz FRCE swojego obszaru LFC – dodatkowo FRCE całego bloku LFC na potrzeby wyznaczania wartości zadanej dla aktywacji aFRR zgodnie z art. 143 ust. 3.

Artykuł 146

Proces kompensowania niebilansowań

1. Celem regulacyjnym procesu kompensowania niebilansowań jest zmniejszenie wielkości jednoczesnej aktywacji FRR w przeciwnych kierunkach różnych uczestniczących obszarów LFC za pomocą wymiany mocy w procesie kompensowania niebilansowań.
2. Każdy OSP ma prawo do wdrożenia procesu kompensowania niebilansowań dla obszarów LFC w tym samym bloku LFC, między różnymi blokami LFC lub między różnymi obszarami synchronicznymi poprzez zawarcie umowy kompensowania niebilansowań.
3. OSP wdrażają proces kompensowania niebilansowań w taki sposób, aby nie miał on wpływu na:
- a) stabilność FCP obszaru synchronicznego lub obszarów synchronicznych biorących udział w procesie kompensowania niebilansowań;
 - b) stabilność FRP i RRP każdego obszaru LFC eksploatowanego przez uczestniczących OSP lub zainteresowanych OSP; oraz
 - c) bezpieczeństwo pracy.
4. OSP wdrażają wymianę mocy w procesie kompensowania niebilansowań pomiędzy obszarami LFC obszaru synchronicznego w co najmniej jeden z następujących sposobów:
- a) poprzez zdefiniowanie przepływu mocy czynnej przez wirtualną linię wymiany, która stanie się elementem wyznaczania FRCE;
 - b) poprzez korektę przepływów mocy czynnej przez połączenia wzajemne HVDC.

5. OSP wdrażają wymianę mocy w procesie kompensowania niebilansowań pomiędzy obszarami LFC różnych obszarów synchronicznych poprzez korektę przepływów mocy czynnej przez połączenia wzajemne HVDC.
6. OSP wdrażają wymianę mocy w procesie kompensowania niebilansowań obszaru LFC w taki sposób, aby nie przekraczała rzeczywistej wielkości aktywacji FRR niezbędnej na potrzeby regulacji FRCE danego obszaru LFC do zera bez wymiany mocy w procesie kompensowania niebilansowań.
7. Wszyscy OSP uczestniczący w tym samym procesie kompensowania niebilansowań zapewniają, aby suma wszystkich wymian mocy w procesie kompensowania niebilansowań była równa zeru.
8. Proces kompensowania niebilansowań obejmuje mechanizm awaryjny zapewniający, aby wymiana mocy w procesie kompensowania niebilansowań każdego obszaru LFC wynosiła zero lub ograniczała się do wartości, dla której można zagwarantować bezpieczeństwo pracy.
9. W przypadku gdy blok LFC obejmuje więcej niż jeden obszar LFC, a dostępna rezerwa mocy FRR oraz dostępna rezerwa mocy RR jest wyznaczana na podstawie niebilansowań bloku LFC, wszyscy OSP z tego samego bloku LFC muszą wdrażać proces kompensowania niebilansowań i wymieniać z innymi obszarami LFC tego samego bloku LFC maksymalną ilość mocy w procesie kompensowania niebilansowań określoną w ust. 6.
10. W przypadku gdy proces kompensowania niebilansowań został wdrożony dla obszarów LFC różnych obszarów synchronicznych, wszyscy OSP muszą wymieniać z pozostałymi OSP tego samego obszaru synchronicznego uczestniczącymi w procesie kompensowania niebilansowań maksymalną ilość mocy w procesie kompensowania niebilansowań określoną w ust. 6.
11. W przypadku gdy proces kompensowania niebilansowań zostaje wdrożony dla obszarów LFC, które nie stanowią części tego samego bloku LFC, wszyscy OSP z uczestniczących bloków LFC spełniają obowiązki określone w art. 141 ust. 5 niezależnie od wymiany mocy w procesie kompensowania niebilansowań.

Artykuł 147

Proces transgranicznej aktywacji FRR

1. Cel regulacyjny procesu transgranicznej aktywacji FRR musi mieć na celu do umożliwienia OSP prowadzenia FRP za pomocą wymiany mocy pomiędzy obszarami LFC.
2. Każdy OSP ma prawo do wdrożenia procesu transgranicznej aktywacji FRR dla obszarów LFC w tym samym bloku LFC, między różnymi blokami LFC lub między różnymi obszarami synchronicznymi poprzez zawarcie umowy transgranicznej aktywacji FRR.
3. OSP wdrażają proces transgranicznej aktywacji FRR w sposób, który nie ma wpływu na:
 - a) stabilność FCP obszaru synchronicznego lub obszarów synchronicznych zaangażowanych w procesie transgranicznej aktywacji FRR;
 - b) stabilność FRP i RRP każdego obszaru LFC zarządzanego przez uczestniczących OSP lub OSP, na których proces ten ma wpływ; oraz
 - c) bezpieczeństwo pracy.
4. OSP wdrażają wymianę mocy odbudowy częstotliwości pomiędzy obszarami LFC tego samego obszaru synchronicznego poprzez jedno z poniższych działań:
 - a) zdefiniowanie przepływu mocy czynnej przez wirtualną linię w ramach wyznaczania FRCE, w przypadku gdy aktywacja FRR jest automatyczna;
 - b) korektę sumy grafików wymiany lub określenie przepływu mocy czynnej przez wirtualną linię wymiany pomiędzy obszarami LFC, w przypadku gdy aktywacja FRR nie jest automatyczna; lub
 - c) korektę przepływu mocy czynnej przez połączenia wzajemne HVDC.
5. OSP wdrażają wymianę mocy odbudowy częstotliwości pomiędzy obszarami LFC różnych obszarów synchronicznych poprzez korektę przepływu mocy czynnej przez połączenia wzajemne HVDC.

6. Wszyscy OSP uczestniczący w tym samym procesie transgranicznej aktywacji FRR zapewniają, aby suma wszystkich wymian mocy odbudowy częstotliwości była równa zero.

7. Proces transgranicznej aktywacji FRR obejmuje mechanizm awaryjny zapewniający, aby wymiana mocy odbudowy częstotliwości każdego obszaru LFC wynosiła zero lub była ograniczana do wartości, dla której można zagwarantować bezpieczeństwo pracy.

Artykuł 148

Proces transgranicznej aktywacji RR

1. Cel regulacyjny procesu transgranicznej aktywacji RR musi mieć na celu umożliwienie OSP prowadzenia RRP za pomocą sumy grafików wymiany pomiędzy obszarami LFC.

2. Każdy OSP ma prawo do wdrożenia procesu transgranicznej aktywacji RR dla obszarów LFC w tym samym bloku LFC, między różnymi blokami LFC lub między różnymi obszarami synchronicznymi poprzez zawarcie umowy transgranicznej aktywacji RR.

3. OSP wdrażają proces transgranicznej aktywacji RR w sposób, który nie ma wpływu na:

- a) stabilność FCP obszaru synchronicznego lub obszarów synchronicznych biorących udział w procesie transgranicznej aktywacji RR;
- b) stabilność FRP i RRP każdego obszaru LFC eksploatowanego przez uczestniczących OSP lub zainteresowanych OSP; oraz
- c) bezpieczeństwo pracy.

4. OSP wdrażają sumę grafików wymiany pomiędzy obszarami LFC tego samego obszaru synchronicznego poprzez wykonanie co najmniej jednego z poniższych działań:

- a) określenie przepływu mocy czynnej przez wirtualną linię wymiany w ramach wyznaczania FRCE;
- b) korekta sumy grafików wymiany regulacji; lub
- c) korekta przepływów mocy czynnej przez połączenia wzajemne HVDC.

5. OSP wdrażają sumę grafików wymiany pomiędzy obszarami LFC różnych obszarów synchronicznych poprzez korektę przepływów mocy czynnej przez połączenia wzajemne HVDC.

6. Wszyscy OSP uczestniczący w tym samym procesie transgranicznej aktywacji RR zapewniają, aby suma wszystkich grafików wymiany była równa zero.

7. Proces transgranicznej aktywacji RR obejmuje mechanizm awaryjny zapewniający, aby suma grafików wymiany każdego obszaru LFC wynosiła zero lub ograniczała się do wartości, dla której można zagwarantować bezpieczeństwo pracy.

Artykuł 149

Wymogi ogólne dotyczące procesów regulacji transgranicznej

1. Wszyscy OSP uczestniczący w wymianie lub współdzieleniu FRR lub RR wdrażają proces transgranicznej aktywacji FRR lub RR, zależnie od przypadku.

2. Wszyscy OSP obszaru synchronicznego określają w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego funkcje i zakresy odpowiedzialności OSP wdrażających proces kompensowania niebilansowań, proces transgranicznej aktywacji FRR lub proces transgranicznej aktywacji RR pomiędzy obszarami LFC różnych bloków LFC lub różnych obszarów synchronicznych.

3. Wszyscy OSP uczestniczący w tym samym procesie kompensowania niezbilansowań, w tym samym procesie transgranicznej aktywacji FRR lub w tym samym procesie transgranicznej aktywacji RR określają w odpowiednich umowach funkcje i zakresy odpowiedzialności wszystkich OSP, w tym:

- a) zapewnianie wszystkich danych wejściowych koniecznych do:
 - (i) wyznaczania wymiany mocy w odniesieniu do granic bezpieczeństwa pracy; oraz
 - (ii) przeprowadzenia analizy bezpieczeństwa pracy w czasie rzeczywistym przez uczestniczących OSP i zainteresowanych OSP;
- b) odpowiedzialność za wyznaczanie wymiany mocy; oraz
- c) wdrożenie procedur operacyjnych w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy.

4. Nie naruszając przepisów art. 146 ust. 9, 10 i 11 oraz w ramach umów, o których mowa w art. 122, 123 i 124, wszyscy OSP uczestniczący w tym samym procesie kompensowania niezbilansowań, procesie transgranicznej aktywacji FRR lub procesie transgranicznej aktywacji RR mają prawo do określenia podejścia sekwencyjnego do wyznaczania wymiany mocy. Sekwencyjne wyznaczanie wymiany mocy umożliwia każdej grupie OSP eksploatujących obszary LFC lub bloki LFC przyłączonych za pomocą połączeń równoległych w celu wymiany pomiędzy sobą mocy w procesie kompensowania niezbilansowań, mocy odbudowy częstotliwości lub mocy zastępowania rezerw przed wymianą z innymi OSP.

Artykuł 150

Powiadamianie OSP

1. OSP, którzy zamierzają wykonywać swoje prawo w zakresie wdrażania procesu kompensowania niezbilansowań, procesu transgranicznej aktywacji FRR, procesu transgranicznej aktywacji RR, wymiany lub współdzielenia rezerw, powiadają – trzy miesiące przed wykonaniem tego prawa – wszystkich pozostałych OSP z tego samego obszaru synchronicznego o:

- a) zaangażowanych OSP;
- b) przewidywanej wielkości wymienianych mocy w związku z procesem kompensowania niezbilansowań, procesem transgranicznej aktywacji FRR lub procesem transgranicznej aktywacji RR;
- c) rodzaju i maksymalnej wielkości rezerw wymienianych lub współdzielonych; oraz
- d) przedziałach czasowych wymiany lub współdzielenia rezerw.

2. W przypadku gdy został wdrożony proces kompensowania niezbilansowań, proces transgranicznej aktywacji FRR lub proces transgranicznej aktywacji RR dla obszarów LFC, które nie są częścią tego samego bloku LFC, każdy OSP odpowiednich obszarów synchronicznych ma prawo podać się za zainteresowanego OSP wobec wszystkich OSP obszaru synchronicznego w oparciu o analizę bezpieczeństwa pracy w terminie jednego miesiąca od otrzymania powiadomienia zgodnie z ust. 1.

3. Zainteresowany OSP ma prawo:

- a) żądać dostarczania w czasie rzeczywistym wartości dotyczących wymiany mocy w procesie kompensowania niezbilansowań, wymiany mocy odbudowy częstotliwości i sumy grafików wymiany, niezbędnych na potrzeby analizy bezpieczeństwa pracy w czasie rzeczywistym; oraz
- b) żądać wdrożenia procedury ruchowej umożliwiającej zainteresowanemu OSP wyznaczanie limitów wymiany mocy kompensowania niezbilansowań, wymiany mocy odbudowy częstotliwości i sumy grafików wymiany pomiędzy odpowiednimi obszarami LFC w oparciu o analizę bezpieczeństwa pracy w czasie rzeczywistym.

Artykuł 151

Infrastruktura

1. Wszyscy OSP dokonują oceny, jaka infrastruktura techniczna jest konieczna do wdrożenia i prowadzenia procesów, o których mowa w art. 140, uznanych za krytyczne na podstawie planu bezpieczeństwa, o którym mowa w art. 26.

2. Wszyscy OSP obszaru synchronicznego określają w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego minimalne wymogi w zakresie dostępności, niezawodności i rezerwowania infrastruktury technicznej, o której mowa w ust. 1, w tym:
 - a) dokładność, rozdzielczość, dostępność i rezerwowanie pomiarów przepływu mocy czynnej i pomiarów na wirtualnej linii wymiany;
 - b) dostępność i rezerwowanie cyfrowych systemów regulacji;
 - c) dostępność i rezerwowanie infrastruktury łączności; oraz
 - d) protokoły komunikacyjne.
3. Wszyscy OSP danego bloku LFC określają dodatkowe wymogi dotyczące dostępności, niezawodności i rezerwowania infrastruktury technicznej w umowie operacyjnej bloku LFC.
4. Każdy OSP z obszaru LFC:
 - a) zapewnia odpowiednią jakość i dostępność wyznaczania FRCE;
 - b) prowadzi monitorowanie w czasie rzeczywistym wyznaczania FRCE;
 - c) podejmuje działania w przypadku błędnego wyznaczenia FRCE; oraz
 - d) w przypadku gdy FRCE jest wyznaczane przez ACE, wykonuje monitorowanie *ex post* jakości wyznaczania FRCE poprzez porównanie FRCE z wartościami referencyjnymi co najmniej raz w roku.

TYTUŁ 4

PROWADZENIE REGULACJI MOCY I CZĘSTOTLIWOŚCI

Artykuł 152

Stany systemu związane z częstotliwością systemu

1. Każdy OSP prowadzi pracę swojego obszaru regulacyjny przy wystarczającej rezerwie mocy czynnej w górę i w dół, która może obejmować współdzielone lub wymieniane rezerwy, w celu zapobieżenia niebilansowaniom popytu i podaży w jego obszarze regulacyjnym. Każdy OSP kontroluje FRCE określony w art. 143 w celu osiągnięcia wymaganej jakości częstotliwości w obszarze synchronicznym we współpracy ze wszystkimi OSP z tego samego obszaru synchronicznego.
2. Każdy OSP monitoruje grafiki wytwarzania i wymiany w czasie zbliżonym do rzeczywistego, przepływy mocy, wprowadzenia i poboru energii z i do węzłów sieci, a także inne parametry w swoim obszarze regulacyjnym, istotne dla przewidywania ryzyka odchyłki częstotliwości, i podejmuje – w porozumieniu z innymi OSP z jego obszaru synchronicznego – środki mające na celu ograniczenie ich negatywnych skutków dla bilansowania generacji i odbioru.
3. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego określają wymianę danych czasu rzeczywistego zgodnie z art. 42, która obejmuje:
 - a) stan systemu dla systemu przesyłowego zgodnie z art. 18; oraz
 - b) dane czasu rzeczywistego z pomiarów FRCE dla bloków LFC i obszarów LFC w obszarze synchronicznym.
4. Podmiot monitorujący obszar synchroniczny określa stan systemu w odniesieniu do częstotliwości systemu zgodnie z art. 18 ust. 1 i 2.
5. Podmiot monitorujący obszar synchroniczny zapewnia, aby wszyscy OSP ze wszystkich obszarów synchronicznych byli informowani w przypadku, gdy odchyłka częstotliwości systemu spełnia jedno z kryteriów dla stanu alarmowego, o których mowa w art. 18.
6. Wszyscy OSP danego obszaru synchronicznego określają w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego wspólne zasady prowadzenia regulacji mocy i częstotliwości w stanie normalnym i stanie alarmowym.
7. Wszyscy OSP w obszarach synchronicznych GB i IE/NI określają w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego procedury ruchowe na wypadek wyczerpania FCR. Zgodnie z przedmiotowymi procedurami ruchowymi OSP danego obszaru synchronicznego mają prawo do żądania zmian w zakresie wytwarzania mocy czynnej lub jej poboru przez moduły wytwarzania energii i jednostki odbiorcze.

8. Wszyscy OSP z danego bloku LFC określają w porozumieniu ruchowym bloku LFC procedury ruchowe na wypadek wyczerpania FRR lub RR. Zgodnie z przedmiotowymi procedurami ruchowymi OSP bloku LFC mają prawo do żądania zmian w zakresie wytwarzania mocy czynnej lub jej poboru przez moduły wytwarzania energii i jednostki odbiorcze.

9. OSP z danego bloku LFC dokładają starań, by uniknąć FRCE trwających dłużej niż czas odbudowy częstotliwości.

10. Wszyscy OSP danego obszaru synchronicznego określają w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego procedury ruchowe dotyczące stanu alarmowego spowodowanego przekroczeniem limitów częstotliwości systemu. Procedury ruchowe mają na celu zmniejszenie odchyłek częstotliwości systemu w celu przywrócenia systemu do stanu normalnego i ograniczenia ryzyka wejścia w stan zagrożenia. Procedury ruchowe muszą obejmować prawo OSP do odstąpienia od obowiązku określonego w art. 143 ust. 1.

11. Jeżeli system jest w stanie alarmowym z powodu niewystarczających rezerw mocy czynnej zgodnie z art. 18, OSP z odpowiednich bloków LFC, w ścisłej współpracy z innymi OSP obszaru synchronicznego oraz OSP z innych obszarów synchronicznych, podejmują działania w celu odbudowy i zastąpienia koniecznych poziomów rezerw mocy czynnej. W tym celu OSP z danego bloku LFC mają prawo do żądania zmian wytwarzania mocy czynnej lub jej poboru przez moduły wytwarzania energii elektrycznej i jednostki odbiorcze w ramach swojego obszaru regulacyjnego w celu ograniczenia lub usunięcia naruszenia wymogów dotyczących rezerw mocy czynnej.

12. Jeżeli 1-minutowa średnia FRCE bloku LFC jest powyżej poziomu 2 zakresu FRCE co najmniej w czasie niezbędnym do odbudowy częstotliwości oraz w przypadku gdy OSP z danego bloku LFC nie przewidują wystarczającego zmniejszenia FRCE w następstwie podjęcia działań określonych w ust. 15, OSP mają prawo do żądania zmian wytwarzania mocy czynnej lub jej poboru przez moduły wytwarzania energii elektrycznej i jednostki odbiorcze w ich poszczególnych obszarach w celu zmniejszenia FRCE, jak określono w ust. 16.

13. W obszarze synchronicznym CE i nordyckim obszarze synchronicznym, w przypadku gdy FRCE bloku LFC przekracza 25 % incydentu referencyjnego danego obszaru synchronicznego w okresie dłuższym niż 30 kolejnych minut oraz jeżeli OSP tego bloku LFC nie przewidują wystarczającego zmniejszenia FRCE w następstwie podjęcia działań zgodnie z ust. 15, OSP żądają zmian wytwarzania mocy czynnej lub jej poboru przez moduły wytwarzania energii elektrycznej i jednostki odbiorcze w ich poszczególnych obszarach w celu zmniejszenia FRCE, jak określono w ust. 16.

14. Podmiot monitorujący blok LFC jest odpowiedzialny za identyfikację każdego naruszenia limitów określonych w ust. 12 i 13, a także:

- a) powiadamia innych OSP z danego bloku LFC; oraz
- b) wspólnie z OSP z danego bloku LFC wdraża skoordynowane działania mające na celu zmniejszenie FRCE, które muszą zostać określone w porozumieniu ruchowym bloku LFC.

15. W przypadkach, o których mowa w ust. 11–13, wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego określają w umowie operacyjnej obszaru synchronicznego działania mające na celu umożliwienie OSP z danego bloku LFC aktywne zmniejszenie odchyłki częstotliwości za pomocą transgranicznej aktywacji rezerw. W przypadkach, o których mowa w ust. 11–13, OSP z danego obszaru synchronicznego dokładają starań w celu umożliwienia OSP z odpowiedniego bloku LFC zmniejszenia ich FRCE.

16. OSP z danego bloku LFC określają w porozumieniu ruchowym bloku LFC środki mające na celu ograniczenie FRCE za pomocą zmian wytwarzania mocy czynnej lub jej poboru przez moduły wytwarzania energii elektrycznej i jednostki odbiorcze w ich obszarze.

TYTUŁ 5

REZERWY UTRZYMANIA CZĘSTOTLIWOŚCI

Artykuł 153

Określanie wielkości FCR

1. Przynajmniej raz do roku wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego określają rezerwę mocy FCR wymaganą dla obszaru synchronicznego, a także wstępne zobowiązanie FCR każdego OSP zgodnie z ust. 2.

2. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego określają w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego zasady określania wielkości, zgodnie z następującymi kryteriami:
- a) zakres rezerw mocy FCR wymagany dla obszaru synchronicznego musi obejmować co najmniej incydent referencyjny, a dla obszaru synchronicznego CE i nordyckiego obszaru synchronicznego – wyniki probabilistycznego określania wielkości FCR realizowanego na podstawie lit. c);
 - b) wielkość incydentu referencyjnego określa się zgodnie z następującymi warunkami:
 - (i) w przypadku obszaru synchronicznego CE incydent referencyjny wynosi 3 000 MW w kierunku dodatnim i 3 000 MW w kierunku ujemnym;
 - (ii) w przypadku obszarów synchronicznych GB, IE/NI i nordyckiego obszaru synchronicznego incydent referencyjny oznacza największe niebilansowanie, jakie może być skutkiem chwilowej zmiany mocy czynnej, np. jednego modułu wytwarzania energii, jednej instalacji odbiorczej, jednego połączenia wzajemnego HVDC lub skutkiem wyłączenia linii AC bądź skutkiem maksymalnej chwilowej utraty poboru mocy czynnej spowodowanej wyłączeniem jednego lub dwóch punktów przyłączenia. Incydent referencyjny określa się oddzielnie dla kierunku dodatniego i kierunku ujemnego;
 - c) w przypadku obszaru synchronicznego CE i nordyckiego obszaru synchronicznego wszyscy OSP w obszarze synchronicznym mają prawo określić probabilistyczne zwympiarowanie wielkości FCR, z uwzględnieniem charakteru obciążenia odbiorów, wytwarzania i inercji, w tym sztucznej inercji, a także dostępnych środków w celu rozmieszczenia minimalnej inercji w czasie rzeczywistym zgodnie z metodą, o której mowa w art. 39, w celu zmniejszenia prawdopodobieństwa powstania niewystarczających FCR do poziomu nie większego niż jedno wystąpienie na 20 lat; oraz
 - d) udziały w rezerwie mocy FCR wymagane od każdego OSP jako pierwotny udział w zakresie FCR jako wstępne zobowiązanie FCR muszą się opierać na sumie wytwarzania netto i poboru w jego obszarze regulacyjnym, podzielonej przez sumę wytwarzania netto i poboru w obszarze synchronicznym w okresie jednego roku.

Artykuł 154

Minimalne wymagania techniczne dotyczące FCR

1. Każdy OSP przyłączający rezerwy zapewnia, aby FCR posiadały właściwości wymienione dla jego obszaru synchronicznego w tabeli w załączniku V.
2. Wszyscy OSP w obszarze synchronicznym mają prawo do określenia w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego wspólnych dodatkowych właściwości FCR koniecznych do zapewnienia bezpieczeństwa pracy w obszarze synchronicznym w postaci zestawu parametrów technicznych i w zakresach określonych w art. 15 ust. 2 lit. d) rozporządzenia (UE) 2016/631 oraz w art. 27 i 28 rozporządzenia (UE) 2016/1388. Te wspólne dodatkowe właściwości FCR muszą uwzględniać moc zainstalowaną, strukturę oraz charakter odbiorów i wytwarzania w obszarze synchronicznym. OSP stosują okres przejściowy w celu wprowadzenia dodatkowych właściwości określonych w drodze konsultacji z zainteresowanymi dostawcami FCR.
3. OSP przyłączający rezerwy ma prawo do ustanawiania dodatkowych wymogów dla grup zapewniających FCR w zakresach określonych w art. 15 ust. 2 lit. d) rozporządzenia (UE) 2016/631 oraz w art. 27 i 28 rozporządzenia (UE) 2016/1388 w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy. Te dodatkowe wymagania powinny bazować na przesłankach technicznych, takich jak: rozkład geograficzny modułów wytwarzania energii lub jednostek odbiorczych należących do grupy zapewniającej FCR. Dostawca FCR zapewnia możliwość monitorowania aktywacji FCR jednostek zapewniających FCR w ramach grupy zapewniającej rezerwy.
4. W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy OSP przyłączający rezerwy ma prawo do wyłączenia grup zapewniających FCR ze świadczenia FCR. Podstawą takiego wyłączenia są względy techniczne, takie jak rozkład geograficzny modułów wytwarzania energii lub jednostek odbiorczych należących do grupy zapewniającej FCR.
5. Każda jednostka zapewniająca FCR i każda grupa zapewniająca FCR ma tylko jednego OSP przyłączającego rezerwy.
6. Każda jednostka zapewniająca FCR i każda grupa zapewniająca FCR musi spełniać właściwości wymagane dla FCR, podane w tabeli w załączniku V, oraz wszelkie dodatkowe właściwości lub wymagania określone zgodnie z ust. 2 i 3 i musi aktywować uzgodnione FCR za pomocą regulatora proporcjonalnego odpowiadającego na odchyłki częstotliwości lub alternatywnie opartego na monotonicznej przedziałami liniowej charakterystyce mocy i częstotliwości w przypadku FCR aktywowanych za pomocą przekątnika. Musi być zdolna do aktywacji FCR w zakresach częstotliwości określonych w art. 13 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2016/631.

7. Każdy OSP w obszarze synchronicznym CE zapewnia, aby łączna reakcja FCR obszaru LFC była zgodna z następującymi wymogami:

- a) aktywacja FCR nie może być sztucznie opóźniana i musi się rozpocząć możliwie najszybciej po wystąpieniu odchyłki częstotliwości;
- b) w przypadku odchyłki częstotliwości wynoszącej 200 mHz lub powyżej, co najmniej 50 % całkowitego zakresu mocy FCR musi zostać dostarczone najpóźniej po upływie 15 sekund;
- c) w przypadku odchyłki częstotliwości wynoszącej 200 mHz lub powyżej, 100 % całkowitego zakresu mocy FCR musi zostać dostarczone najpóźniej po upływie 30 sekund;
- d) w przypadku odchyłki częstotliwości wynoszącej 200 mHz lub powyżej, aktywacja całkowitego zakresu mocy FCR musi się co najmniej zwiększać liniowo w okresie od 15 do 30 sekund; oraz
- e) w przypadku odchyłki częstotliwości mniejszej niż 200 mHz powiązana aktywowana moc FCR musi być co najmniej proporcjonalna z takim samym zachowaniem w czasie, o którym mowa w lit. a)–d).

8. Każdy OSP przyłączający rezerwy monitoruje swój udział w FCP i aktywację swojego FCR w odniesieniu do własnego zobowiązania w zakresie FCR, z uwzględnieniem jednostek zapewniających FCR i grup zapewniających FCR. Każdy dostawca FCR udostępnia OSP przyłączającemu rezerwy, w odniesieniu do każdej ze swoich jednostek zapewniających FCR i grup zapewniających FCR, co najmniej następujące informacje:

- a) stan ze znacznikiem czasu wskazujący, czy FCR są włączone czy wyłączone;
- b) dane dotyczące mocy czynnej ze znacznikiem czasu potrzebne do weryfikacji aktywacji FCR, z uwzględnieniem chwilowej mocy czynnej ze znacznikiem czasu;
- c) statyzm regulatora dla modułów wytwarzania energii typu C i typu D określonych w art. 5 rozporządzenia (UE) 2016/631, działających jako jednostki zapewniające FCR, bądź jego równoważny parametr dla grup zapewniających FCR, w skład których wchodzi moduły wytwarzania energii typu A lub typu B określone w art. 5 rozporządzenia (UE) 2016/631 lub jednostki odbiorcze umożliwiające regulację mocy czynnej w ramach odpowiedzi odbioru, jak określono w art. 28 rozporządzenia (UE) 2016/1388.

9. Każdy dostawca FCR ma prawo do agregowania odpowiednich danych dotyczących więcej niż jednej jednostki zapewniającej FCR, jeżeli maksymalna moc zagregowanych jednostek wynosi poniżej 1,5 MW, a jednoznaczna weryfikacja aktywacji FCR jest możliwa.

10. Na wniosek OSP przyłączającego rezerwy dostawca FCR udostępnia informacje wymienione w ust. 9 w czasie rzeczywistym z rozdzielczością czasową wynoszącą co najmniej 10 sekund.

11. Na wniosek OSP przyłączającego rezerwy oraz w przypadkach, gdy jest to niezbędne do weryfikacji aktywacji FCR, dostawca FCR udostępnia dane wymienione w ust. 9 dotyczące instalacji technicznych, które są częścią tej samej jednostki zapewniającej FCR.

Artykuł 155

Proces kwalifikacji wstępnej FCR

1. W terminie 12 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia każdy OSP opracowuje proces kwalifikacji wstępnej i podaje do wiadomości publicznej szczegółowe informacje dotyczące kwalifikacji wstępnej FCR.

2. Potencjalny dostawca FCR wykazuje OSP przyłączającemu rezerwy, że spełnia wymogi techniczne i dodatkowe wymogi określone w art. 154 w drodze pomyślanej realizacji procesu kwalifikacji wstępnej potencjalnych jednostek zapewniających FCR lub grup zapewniających FCR, opisanego w ust. 3–6 niniejszego artykułu.

3. Potencjalny dostawca FCR składa formalne zgłoszenie do OSP przyłączającego rezerwy, zawierające niezbędne informacje dotyczące potencjalnych jednostek zapewniających FCR lub grup zapewniających FCR. W terminie 8 tygodni od daty otrzymania zgłoszenia OSP przyłączający rezerwy potwierdza, czy zgłoszenie jest kompletne. W przypadku gdy OSP przyłączający rezerwy uważa, że zgłoszenie jest niekompletne, potencjalny dostawca FCR przekazuje wymagane dodatkowe informacje w terminie 4 tygodni od otrzymania prośby o dodatkowe informacje. W przypadku gdy potencjalny dostawca FCR nie przekaze żądanych informacji w powyższym terminie, zgłoszenie uznaje się za wycofane.

4. W terminie 3 miesięcy od daty potwierdzenia, że zgłoszenie jest kompletne, OSP przyłączający rezerwy weryfikuje dostarczone informacje i podejmuje decyzję, czy potencjalne jednostki zapewniające FCR lub grupy zapewniające FCR spełniają kryteria dla kwalifikacji wstępnej FCR. OSP przyłączający rezerwy powiadamia o swojej decyzji potencjalnego dostawcę FCR.
5. W przypadku gdy zgodność z określonymi wymogami niniejszego rozporządzenia została już zweryfikowana przez OSP przyłączającego rezerwy, fakt ten uznaje się w kwalifikacji wstępnej.
6. Kwalifikacja jednostek zapewniających FCR lub grup zapewniających FCR podlega ponownej weryfikacji:
 - a) co najmniej raz na pięć lat;
 - b) w przypadku zmian wymogów technicznych lub wymogów dostępności bądź zmian dotyczących sprzętu; oraz
 - c) w przypadku modernizacji urządzeń związanych z aktywacją FCR.

Artykuł 156

Zapewnianie FCR

1. Każdy OSP zapewnia dostępność co najmniej jego udziałów w zakresie FCR uzgodnionych przez wszystkich OSP tego samego obszaru synchronicznego zgodnie z art. 153, 163, 173 i 174.
2. Wszyscy OSP w obszarze synchronicznym określają przynajmniej raz do roku wielkość współczynnika K obszaru synchronicznego, biorąc pod uwagę przynajmniej następujące czynniki:
 - a) rezerwa mocy dla FCR podzielona przez maksymalną odchyłkę częstotliwości w stanie ustalonym;
 - b) samoregulacja wytwarzania;
 - c) samoregulacja obciążenia, z uwzględnieniem udziału zgodnie z art. 27 i 28 rozporządzenia (UE) 2016/1388;
 - d) odpowiedź częstotliwościowa połączeń wzajemnych HVDC, o której mowa w art. 172; oraz
 - e) aktywacja LFSM i FSM zgodnie z art. 13 i 15 rozporządzenia (UE) 2016/631.
3. Wszyscy OSP z obszaru synchronicznego składającego się z więcej niż jednego obszaru LFC, określają w umowie operacyjnej obszaru synchronicznego udziały współczynnika K dla każdego obszaru LFC w oparciu przynajmniej o:
 - a) wstępne zobowiązania FCR;
 - b) samoregulację wytwarzania;
 - c) samoregulację obciążenia;
 - d) wyrównywanie częstotliwości za pośrednictwem HVDC pomiędzy obszarami synchronicznymi;
 - e) wymianę FCR.
4. Dostawca FCR gwarantuje ciągłą dostępność FCR, z wyjątkiem wymuszonego wyłączenia jednostki zapewniającej FCR, w okresie, w którym jest on zobowiązany do zapewniania FCR.
5. Każdy dostawca FCR powiadamia jak najszybciej OSP przyłączającego jego rezerwy o wszelkich zmianach w rzeczywistej dostępności jego jednostki zapewniającej FCR, jego grupy zapewniającej FCR, w całości lub w części, istotnych dla wyników kwalifikacji wstępnej.
6. Każdy OSP zapewnia lub nakłada na swoich dostawców FCR obowiązek zapewnienia, aby utrata jednostki zapewniającej FCR nie stwarzała zagrożenia dla bezpieczeństwa pracy poprzez:
 - a) ograniczenie udziału zapewnianych FCR na jednostkę zapewniania FCR do 5 % rezerwy mocy wymaganej dla całego obszaru synchronicznego CE i całego nordyckiego obszaru synchronicznego;

- b) wyłączenie FCR zapewnianego przez jednostkę określającą incydent referencyjny obszaru synchronicznego z procesu określania wielkości dla obszarów synchronicznych GB, IE/NI oraz nordyckiego obszaru synchronicznego; oraz
- c) zastąpienie FCR niedostępnych z powodu wymuszonego wyłączenia lub niedostępności jednostki zapewniającej FCR lub grupy zapewniającej FCR w najszybszy technicznie możliwy sposób i zgodnie z warunkami, które zostaną określone przez OSP przyłączającego rezerwy.

7. Jednostka zapewniająca FCR lub grupa zapewniająca FCR z magazynem energii, który nie ogranicza jej zdolności do zapewniania FCR, aktywuje swoje FCR na czas występowania odchyłki częstotliwości. W przypadku obszarów synchronicznych GB i IE/NI jednostka zapewniająca FCR lub grupa zapewniająca FCR z magazynem energii, który nie ogranicza jej zdolności do zapewniania FCR, aktywuje swoje FCR do czasu aktywacji jej FRR lub na czas określony w umowie operacyjnej obszaru synchronicznego.

8. Jednostka zapewniająca FCR lub grupa zapewniająca FCR z magazynem energii, który ogranicza jej zdolność do zapewniania FCR, aktywuje swoje FCR na czas trwania odchyłki częstotliwości, chyba że magazyn energii zostanie wyczerpany w kierunku dodatnim albo ujemnym. W przypadku obszarów synchronicznych GB i IE/NI jednostka zapewniająca FCR lub grupa zapewniająca FCR z magazynem energii, który ogranicza jej zdolności do zapewniania FCR, aktywuje swoje FCR do czasu aktywacji jej FRR lub na czas określony w umowie operacyjnej obszaru synchronicznego.

9. W przypadku obszaru synchronicznego CE i nordyckiego obszaru synchronicznego każdy dostawca FCR zapewnia, aby FCR z jego jednostek lub grup zapewniających FCR z ograniczonymi magazynami energii były dostępne w sposób ciągły w stanie normalnym. W przypadku obszaru synchronicznego CE i nordyckiego obszaru synchronicznego w momencie wyzwolenia stanu alarmowego i w czasie trwania stanu alarmowego każdy dostawca FCR zapewnia, aby jego jednostki lub grupy zapewniające FCR z ograniczonymi magazynami energii były w stanie w pełni aktywować FCR w sposób ciągły przez okres czasu określony na podstawie ust. 10 i 11. W przypadku gdy nie określono okresu czasu na podstawie ust. 10 i 11, każdy dostawca FCR zapewnia, aby jego jednostki lub grupy zapewniające FCR z ograniczonymi magazynami energii były w stanie w pełni aktywować FCR w sposób ciągły przez co najmniej 15 minut lub, w przypadku odchyłek częstotliwości, które są mniejsze od odchyłek wymagających pełnej aktywacji FCR, w równoważnym okresie czasu lub w okresie określonym przez każdego OSP, nie dłuższym niż 30 minut i nie krótszym niż 15 minut.

10. W przypadku obszaru synchronicznego CE i nordyckiego obszaru synchronicznego wszyscy OSP opracowują propozycję dotyczącą minimalnego okresu aktywacji, który muszą zapewniać dostawcy FCR. Określony okres nie może być dłuższy niż 30 minut i krótszy niż 15 minut. Propozycja musi w pełni uwzględniać wyniki analizy kosztów i korzyści przeprowadzonej zgodnie z ust. 11.

11. W terminie 6 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia OSP obszaru synchronicznego CE i nordyckiego obszaru synchronicznego proponują założenia i metodę dotyczące analizy kosztów i korzyści, która musi zostać przeprowadzona, w celu oceny okresu czasu, w którym jednostki zapewniające FCR lub grupy z ograniczonymi magazynami energii muszą pozostać dostępne w trakcie stanu alarmowego. W terminie 12 miesięcy po zatwierdzeniu założeń i metody przez wszystkie organy regulacyjne danego regionu OSP obszaru synchronicznego CE i nordyckiego obszaru synchronicznego przedstawiają wyniki swojej analizy kosztów i korzyści odpowiednim organom regulacyjnym, proponując okres nie dłuższy niż 30 minut i nie krótszy niż 15 minut. Analiza kosztów i korzyści musi uwzględniać co najmniej:

- a) zgromadzone doświadczenia z różnymi przedziałami czasowymi i udziałem nowych technologii w różnych blokach LFC;
- b) wpływ zdefiniowanego określonego okresu czasu na całkowity koszt rezerw FCR w obszarze synchronicznym;
- c) wpływ zdefiniowanego określonego okresu czasu na zagrożenia dla stabilności systemu, w szczególności w związku z długimi lub powtarzającymi się zdarzeniami dotyczącymi częstotliwości;
- d) wpływ na zagrożenia dla stabilności systemu i całkowity koszt FCR w przypadku zwiększenia całkowitej wielkości FCR;
- e) wpływ rozwoju technicznego na koszty okresów dostępności FCR w przypadku jednostek lub grup zapewniających FCR z ograniczonymi magazynami energii.

12. Dostawca FCR określa ograniczenia magazynu energii swoich jednostek zapewniających FCR lub grup zapewniających FCR w procesie kwalifikacji wstępnej zgodnie z art. 155.

13. Dostawca FCR wykorzystujący jednostki zapewniające FCR lub grupy zapewniające FCR z magazynem energii, który ogranicza ich zdolność do zapewniania FCR, musi zapewnić uzupełnianie magazynów w kierunku dodatnim lub ujemnym zgodnie z następującymi kryteriami:

- a) w przypadku obszarów synchronicznych GB i IE/Ni dostawca FCR wykorzystuje metody określone w umowie operacyjnej obszaru synchronicznego;
- b) w przypadku obszaru synchronicznego CE i nordyckiego obszaru synchronicznego dostawca FCR zapewnia jak najszybsze uzupełnienie magazynów energii w ciągu 2 godzin od zakończenia stanu alarmowego.

TYTUŁ 6

REZERWY ODBUDOWY CZĘSTOTLIWOŚCI

Artykuł 157

Określanie wielkości FRR

1. Wszyscy OSP z bloku LFC ustanawiają w porozumieniu ruchowym bloku LFC zasady określania wielkości FRR.
2. Zasady określania wielkości FRR obejmują przynajmniej następujące elementy:
 - a) wszyscy OSP z danego bloku LFC w obszarze synchronicznym CE i nordyckim obszarze synchronicznym określają wymaganą rezerwę mocy FRR bloku LFC w oparciu o kolejne zapisy historyczne zawierające przynajmniej historyczne wartości niezbilansowań bloku LFC. Próbkowanie przedmiotowych zapisów historycznych obejmuje co najmniej czas odbudowy częstotliwości. Okres uwzględniany dla przedmiotowych zapisów musi być reprezentatywny i obejmować co najmniej okres jednego pełnego roku kończący się nie wcześniej niż 6 miesięcy przed datą wyznaczenia;
 - b) wszyscy OSP z danego bloku LFC w obszarze synchronicznym CE i w nordyckim obszarze synchronicznym określają zakres rezerwy mocy FRR bloku LFC wystarczającą dla utrzymania zgodności z bieżącymi parametrami docelowymi FRCE określonymi w art. 128 przez okres, o którym mowa w lit. a), w oparciu przynajmniej o metodę probabilistyczną. Używając tej metody probabilistycznej, OSP biorą pod uwagę ograniczenia określone w umowach o współdzieleniu lub wymianie rezerw ze względu na ewentualne naruszenia bezpieczeństwa pracy i wymogi dostępności FRR. Wszyscy OSP z danego bloku LFC uwzględniają wszelkie spodziewane istotne zmiany rozkładu niezbilansowań bloku LFC lub uwzględniają inne istotne współczynniki wpływu w odniesieniu do rozpatrywanego okresu;
 - c) wszyscy OSP z danego bloku LFC określają stosunek automatycznych FRR, nieautomatycznych FRR, czasu pełnej aktywacji automatycznych FRR i czasu pełnej aktywacji nieautomatycznych FRR w celu spełnienia wymogu określonego w lit. b). W tym celu czas pełnej aktywacji automatycznych FRR bloku LFC i czas pełnej aktywacji nieautomatycznych FRR bloku LFC nie może być dłuższy niż czas odbudowy częstotliwości;
 - d) OSP z danego bloku LFC określają wielkość incydentu referencyjnego, który jest największym niezbilansowaniem, jakie może wynikać z chwilowej zmiany mocy czynnej jednego modułu wytwarzania energii, jednej instalacji odbiorczej lub jednego połączenia wzajemnego HVDC lub z wyłączenia linii AC w bloku LFC;
 - e) wszyscy OSP z danego bloku LFC określają dodatnią rezerwę mocy FRR, która nie może być mniejsza niż dodatni incydent wymiarujący bloku LFC;
 - f) wszyscy OSP z danego bloku LFC określają ujemną rezerwę mocy FRR, która nie może być mniejsza niż ujemny incydent wymiarujący bloku LFC;
 - g) wszyscy OSP z danego bloku LFC określają zakres rezerwy mocy FRR bloku LFC, ewentualne ograniczenia geograficzne dla jej rozkładu w bloku LFC oraz ewentualne ograniczenia geograficzne dotyczące dowolnej wymiany rezerw lub dowolnego współdzielenia rezerw z innymi blokami LFC w celu uzyskania zgodności z granicami bezpieczeństwa pracy;
 - h) wszyscy OSP z danego bloku LFC zapewniają, aby dodatni zakres rezerw mocy FRR lub kombinacja rezerw mocy FRR i RR była wystarczająca na pokrycie dodatnich niezbilansowań bloku LFC przez przynajmniej 99 % czasu w oparciu o historyczne zapisy, o których mowa w lit. a);

- i) wszyscy OSP z danego bloku LFC zapewniają, aby ujemny zakres rezerw mocy FRR lub kombinacja rezerw mocy FRR i RR była wystarczająca na potrzeby pokrycia ujemnych niezbilansowań bloku LFC przez przynajmniej 99 % czasu w oparciu o historyczne zapisy, o których mowa w lit. a);
 - j) wszyscy OSP z danego bloku LFC mogą zmniejszyć dodatni zakres rezerw mocy FRR wynikający z procesu określania wielkości FRR, zawierając umowę współdzielenia FRR z innymi blokami LFC zgodnie z przepisami zawartymi w tytule 8. Następujące wymogi mają zastosowanie do przedmiotowej umowy współdzielenia:
 - (i) w przypadku obszaru synchronicznego CE i nordyckiego obszaru synchronicznego zmniejszenie dodatniego zakresu rezerwy mocy FRR bloku LFC ogranicza się do różnicy, jeśli jest ona dodatnia, pomiędzy wielkością dodatniego incydentu wymiarującego i rezerwy mocy FRR potrzebnej do pokrycia dodatnich niezbilansowań bloku LFC przez 99 % czasu w oparciu o historyczne zapisy, o których mowa w lit. a). Zmniejszenie dodatniej rezerwy mocy nie może przekroczyć 30 % wielkości dodatniego incydentu wymiarującego;
 - (ii) w przypadku obszarów synchronicznych GB i IE/Ni dodatni zakres rezerw mocy FRR i ryzyko braku realizacji dostaw spowodowane współdzieleniem oceniają w sposób ciągły OSP z bloku LFC;
 - k) wszyscy OSP z danego bloku LFC mogą zmniejszyć ujemny zakres rezerwy mocy FRR wynikający z procesu określania wielkości FRR, zawierając umowę współdzielenia FRR z innymi blokami LFC zgodnie z przepisami zawartymi w tytule 8. Następujące wymogi mają zastosowanie do przedmiotowej umowy współdzielenia:
 - (i) w przypadku obszaru synchronicznego CE i nordyckiego obszaru synchronicznego zmniejszenie ujemnego zakresu rezerwy mocy FRR bloku LFC ogranicza się do różnicy, jeśli jest ona ujemna, pomiędzy wielkością ujemnego incydentu wymiarującego i rezerwy mocy FRR potrzebnej do pokrycia ujemnych niezbilansowań bloku LFC przez 99 % czasu w oparciu o historyczne zapisy, o których mowa w lit. a);
 - (ii) w przypadku obszarów synchronicznych GB i IE/Ni ujemny zakres rezerw mocy FRR i ryzyko braku realizacji dostaw spowodowane współdzieleniem oceniają w sposób ciągły OSP z bloku LFC.
3. Wszyscy OSP z danego bloku LFC, w przypadku gdy obejmuje on więcej niż jednego OSP, określają w porozumieniu ruchowym bloku LFC szczegółowy podział odpowiedzialności pomiędzy OSP obszarów LFC na potrzeby realizacji zobowiązań ustanowionych w ust. 2.
4. Wszyscy OSP z danego bloku LFC muszą posiadać wystarczający zakres rezerw mocy FRR przez cały czas zgodnie z zasadami określania FRR. OSP z danego bloku LFC określają w umowie operacyjnej bloku LFC procedurę eskalacji dotyczącą przypadków niewystarczającego zakresu rezerw mocy FRR w bloku LFC.

Artykuł 158

Minimalne wymogi techniczne dotyczące FRR

1. Minimalne wymogi techniczne dotyczące FRR są następujące:
 - a) każda jednostka zapewniająca FRR i każda grupa zapewniająca FRR jest przyłączona do tylko jednego OSP przyłączającego rezerwy;
 - b) jednostka zapewniająca FRR lub grupa zapewniająca FRR aktywuje FRR zgodnie z nastawą otrzymaną od OSP wydającego polecenie w sprawie rezerwy;
 - c) OSP wydający polecenie regulacyjne musi być OSP przyłączającym rezerwy lub OSP wyznaczonym przez OSP przyłączającego rezerwy w umowie wymiany FRR zgodnie z art. 165 ust. 3 lub art. 171 ust. 4;
 - d) w przypadku automatycznych FRR jednostka zapewniająca FRR lub grupa zapewniająca FRR musi mieć zwłokę automatycznej aktywacji FRR nieprzekraczającą 30 sekund;

- e) dostawca FRR zapewnia możliwość monitorowania aktywacji FRR jednostek zapewniających FRR w ramach grupy zapewniającej rezerwy. W tym celu dostawca FRR musi być zdolny do przekazywania OSP przyłączającemu rezerwy i OSP wydającemu polecenie regulacyjne pomiarów w czasie rzeczywistym z punktu przyłączenia lub innego punktu interakcji uzgodnionego z OSP przyłączającym rezerwy, dotyczących:
 - (i) planowanej generowanej mocy czynnej ze znacznikiem czasu;
 - (ii) chwilowej mocy czynnej ze znacznikiem czasu;
 - każdej jednostki zapewniającej FRR,
 - każdej grupy zapewniającej FRR, oraz
 - każdego modułu wytwarzania energii lub każdej jednostki odbiorczej grupy zapewniającej FRR z maksymalną generowaną mocą czynną nie mniejszą niż 1,5 MW;
 - f) w przypadku automatycznie aktywowanych FRR jednostka zapewniająca FRR lub grupa zapewniająca FRR musi mieć zdolność do aktywowania swojego całkowitego zakresu automatycznej rezerwy mocy FRR w czasie pełnej aktywacji automatycznych FRR;
 - g) w przypadku nieautomatycznie aktywowanych FRR jednostka zapewniająca FRR lub grupa zapewniająca FRR musi mieć zdolność do aktywowania swojego całkowitego zakresu rezerwy mocy FRR w czasie pełnej aktywacji nieautomatycznych FRR;
 - h) dostawca FRR musi spełniać wymogi dostępności FRR; oraz
 - i) jednostka zapewniająca FRR lub grupa zapewniająca FRR musi spełniać wymogi bloku LFC dotyczące gradientu rampowania bloku LFC.
2. Wszyscy OSP z danego bloku LFC określają wymogi dostępności FRR i wymogi dotyczące jakości regulacji jednostek zapewniających FRR i grup zapewniających FRR dla swojego bloku LFC w porozumieniu ruchowym bloku LFC, zgodnie z art. 119.
3. OSP przyłączający rezerwy przyjmuje wymogi techniczne dotyczące przyłączania jednostek zapewniających FRR i grup zapewniających FRR w celu zagwarantowania bezpiecznej i zabezpieczonej dostawy FRR.
4. Każdy dostawca FRR:
- a) zapewnia, aby jednostki zapewniające FRR i grupy zapewniające FRR spełniały minimalne wymogi techniczne w zakresie FRR, wymogi dostępności FRR i wymogi dotyczące gradientu rampowania w ust. 1–3; oraz
 - b) jak najszybciej powiadamia OSP wydającego mu polecenia regulacyjne o zmniejszeniu rzeczywistej dostępności zakresu rezerw FRR przez jego jednostki zapewniające FRR lub grupy zapewniającej FRR bądź części jego grupy zapewniającej FRR.
5. Każdy OSP wydający polecenia regulacyjne zapewnia monitorowanie spełnienia przez jednostki zapewniające FRR i grupy zapewniające FRR minimalnych wymogów technicznych dotyczących FRR określonych w ust. 1, wymogów dostępności FRR określonych w ust. 2, wymogów dotyczących gradientu rampowania określonych w ust. 1 oraz wymogów dotyczących przyłączenia określonych w ust. 3.

Artykuł 159

Proces kwalifikacji wstępnej FRR

1. W terminie 12 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia każdy OSP opracowuje proces kwalifikacji wstępnej FRR oraz wyjaśnia i podaje do wiadomości publicznej szczegółowe informacje na jego temat.
2. Potencjalny dostawca FRR wykazuje OSP przyłączającemu rezerwy lub OSP wyznaczonemu przez OSP przyłączającego rezerwy w umowie wymiany FRR, że spełnia minimalne wymogi techniczne dotyczące FRR określone w art. 158 ust. 1, wymogi dostępności FRR określone w art. 158 ust. 2, wymogi dotyczące gradientu rampowania określone w art. 158 ust. 1 oraz wymogi dotyczące przyłączenia określone w art. 158 ust. 3 w drodze pomyślnej realizacji procesu kwalifikacji wstępnej potencjalnych jednostek zapewniających FRR lub grup zapewniających FRR, opisanego w ust. 3–6 niniejszego artykułu.

3. Potencjalny dostawca FRR składa formalny wniosek do właściwego OSP przyłączającego rezerwy lub wyznaczonego OSP, zawierające konieczne informacje dotyczące potencjalnych jednostek zapewniających FCR lub grup zapewniających FCR. W terminie 8 tygodni od daty otrzymania wniosku OSP przyłączający rezerwy lub wyznaczony OSP potwierdza, czy wniosek jest kompletny. W przypadku gdy OSP przyłączający rezerwy lub wyznaczony OSP uzna, że wniosek jest niekompletny, zwraca się o dodatkowe informacje, a potencjalny dostawca FRR przekazuje takie dodatkowe wymagane informacje w terminie 4 tygodni od otrzymania przedmiotowej prośby. W przypadku gdy potencjalny dostawca FRR nie przekaze żądanych informacji w powyższym terminie, wniosek uznaje się za wycofany.
4. W terminie 3 miesięcy od daty potwierdzenia przez OSP przyłączającego rezerwy lub wyznaczonego OSP, że wniosek jest kompletny, OSP przyłączający rezerwy lub wyznaczony OSP weryfikuje dostarczone informacje i podejmuje decyzję, czy potencjalne jednostki zapewniające FRR lub grupy zapewniające FCR spełniają kryteria dla kwalifikacji wstępnej FRR. OSP przyłączający rezerwy lub wyznaczony OSP powiadamia o swojej decyzji potencjalnego dostawcę FRR.
5. Kwalifikacja jednostek zapewniających FRR lub grup zapewniających FRR przez OSP przyłączającego rezerwy lub wyznaczonego OSP obowiązuje dla całego bloku LFC.
6. Kwalifikacja jednostek zapewniających FRR lub grup zapewniających FRR podlega ponownej weryfikacji:
 - a) co najmniej raz na pięć lat; oraz
 - b) w przypadku zmian wymogów technicznych lub wymogów dostępności bądź zmian dotyczących sprzętu.
7. W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy OSP przyłączający rezerwy ma prawo do wyłączenia grup zapewniających FRR z zapewniania FRR na podstawie przesłanek technicznych, np. rozkładu geograficznego modułów wytwarzania energii lub jednostek odbiorczych należących do grupy zapewniającej FRR.

TYTUŁ 7

REZERWY ODTWORZENIOWE

Artykuł 160

Określanie wielkości RR

1. Wszyscy OSP z danego bloku LFC mają prawo wdrożyć proces odtworzenia rezerw.
2. W celu osiągnięcia zgodności z parametrami docelowymi FRCE, o których mowa w art. 128, wszyscy OSP z danego bloku LFC z RRP, wykonujący połączony proces określania wielkości FRR i RR w celu spełnienia wymogów określonych w art. 157 ust. 2, ustalają zasady określania RR w umowie operacyjnej bloku LFC.
3. Zasady określania wielkości RR obejmują przynajmniej następujące wymogi:
 - a) w przypadku nordyckiego obszaru synchronicznego i obszaru synchronicznego CE musi występować wystarczająca dodatnia rezerwa mocy RR w celu odbudowy wymaganej wielkości dodatnich FRR. W przypadku obszarów synchronicznych GB i IE/NI musi występować wystarczająca dodatnia rezerwa mocy RR w celu odbudowy wymaganej wielkości dodatnich FCR i dodatnich FRR;
 - b) w przypadku nordyckiego obszaru synchronicznego i obszaru synchronicznego CE musi występować wystarczająca ujemna rezerwa mocy RR w celu odbudowy wymaganej wielkości ujemnych FRR. W przypadku obszarów synchronicznych GB i IE/NI musi występować wystarczająca ujemna rezerwa mocy dla RR w celu odbudowy wymaganej wielkości ujemnych FCR i ujemnych FRR;
 - c) musi występować wystarczająca rezerwa mocy RR, w przypadku gdy jest to uwzględniane na potrzeby określania wielkości rezerwy mocy FRR w celu uzyskania zgodności z parametrem docelowym jakości FRCE w danym okresie; oraz
 - d) zgodność z bezpieczeństwem pracy w bloku LFC w celu określenia rezerwy mocy RR.

4. Wszyscy OSP z danego bloku LFC mogą zmniejszyć dodatnią rezerwę mocy RR bloku LFC wynikającą z procesu określania wielkości RR, opracowując umowę współdzielenia RR dla przedmiotowej dodatniej rezerwy mocy RR z innymi blokami LFC zgodnie z przepisami zawartymi w tytule 8 części IV. OSP odbierający rezerwę mocy ogranicza zmniejszenie swojej dodatniej rezerwy mocy RR w celu:

- a) zagwarantowania, że może nadal spełniać swoje parametry docelowe FRCE określone w art. 128;
- b) zapewnienia, aby bezpieczeństwo pracy nie było zagrożone; oraz
- c) zapewnienia, aby zmniejszenie dodatniej rezerwy RR nie przekraczało pozostałej dodatniej rezerwy mocy RR bloku LFC.

5. Wszyscy OSP z danego bloku LFC mogą zmniejszyć ujemną rezerwę mocy RR bloku LFC wynikającą z procesu określania wielkości RR, opracowując umowę współdzielenia RR dla przedmiotowej ujemnej rezerwy mocy RR z innymi blokami LFC zgodnie z przepisami zawartymi w tytule 8 części IV. OSP odbierający rezerwę mocy ogranicza zmniejszenie swojej ujemnej rezerwy mocy RR w celu:

- a) zagwarantowania, że może nadal spełniać swoje parametry docelowe FRCE określone w art. 128;
- b) zapewnienia, aby bezpieczeństwo pracy nie było zagrożone; oraz
- c) zapewnienia, aby zmniejszenie ujemnej rezerwy RR nie przekraczało pozostałej ujemnej rezerwy mocy RR bloku LFC.

6. W przypadku gdy praca bloku LFC jest prowadzona przez więcej niż jednego OSP i jeżeli proces jest konieczny dla bloku LFC, wszyscy OSP z takiego bloku LFC określają w porozumieniu ruchowym bloku LFC podział odpowiedzialności pomiędzy OSP z różnych obszarów LFC na potrzeby wdrożenia zasad określania wielkości ustanowionych w ust. 3.

7. OSP musi posiadać w dowolnym momencie wystarczającą rezerwę mocy RR zgodnie z zasadami określania wielkości RR. OSP z danego bloku LFC określają w porozumieniu ruchowym bloku LFC procedurę eskalacji dotyczącą przypadków niewystarczającej rezerwy mocy RR w bloku LFC.

Artykuł 161

Minimalne wymagania techniczne dotyczące RR

1. Jednostki zapewniające RR i grupy zapewniające RR muszą spełniać następujące minimalne wymagania techniczne:

- a) przyłączenie do tylko jednego OSP przyłączającego rezerwy;
- b) aktywacja RR zgodnie z wartością zadaną otrzymaną od OSP wydającego polecenie w sprawie rezerwy;
- c) OSP wydający polecenie regulacyjne musi być OSP przyłączającym rezerwy lub OSP, który zostanie wyznaczony przez OSP przyłączającego rezerwy w umowie wymiany RR zgodnie z art. 165 ust. 3 lub art. 171 ust. 4;
- d) aktywacja pełnej rezerwy mocy RR w czasie aktywacji określonym przez OSP wydającego polecenie;
- e) dezaktywacja RR zgodnie z wartością zadaną otrzymaną od OSP wydającego polecenie w sprawie rezerwy;
- f) dostawca RR zapewnia możliwość monitorowania aktywacji RR jednostek zapewniających RR w ramach grupy zapewniającej rezerwy. W tym celu dostawca RR musi być zdolny do przekazywania OSP przyłączającemu rezerwy i OSP wydającemu polecenie regulacyjne pomiarów w czasie rzeczywistym z punktu przyłączenia lub innego punktu interakcji uzgodnionego z OSP przyłączającym rezerwy, dotyczących:
 - (i) planowanej generowanej mocy czynnej ze znacznikiem czasu dla każdej jednostki zapewniającej RR i grupy zapewniającej RR oraz dla każdego modułu wytwarzania energii lub każdej jednostki odbiorczej grupy zapewniającej RR o maksymalnej generowanej mocy czynnej nie mniejszej niż 1,5 MW;
 - (ii) chwilowej mocy czynnej ze znacznikiem czasu dla każdej jednostki zapewniającej RR i grupy zapewniającej RR oraz dla każdego modułu wytwarzania energii lub każdej jednostki odbiorczej grupy zapewniającej RR o maksymalnej generowanej mocy czynnej nie mniejszej niż 1,5 MW;

g) spełnienie wymogów w zakresie dostępności RR.

2. Wszyscy OSP z danego bloku LFC określają wymogi dotyczące dostępności RR i wymogi dotyczące jakości regulacji jednostek zapewniających RR oraz grup zapewniających RR w umowie operacyjnej bloku LFC.

3. OSP przyłączający rezerwy przyjmuje w opisie procesu kwalifikacji wstępnej wymogi techniczne dotyczące przyłączania jednostek zapewniających RR i grup zapewniających RR w celu zagwarantowania bezpiecznej i zabezpieczonej dostawy RR.

4. Każdy dostawca RR:

a) zapewnia, aby jednostki zapewniające RR i grupy zapewniające RR spełniały minimalne wymogi techniczne dotyczące RR oraz wymogi dotyczące dostępności RR, o których mowa w ust. 1–3; oraz

b) jak najszybciej powiadamia OSP wydającego polecenie regulacyjne o zmniejszeniu rzeczywistej dostępności lub wymuszonym wyłączeniu jego jednostki zapewniającej RR lub grupy zapewniającej RR bądź części jego grupy zapewniającej RR.

5. Każdy OSP wydający polecenie w sprawie rezerwy zapewnia zgodność z wymogami technicznymi dotyczącymi RR, wymogami dotyczącymi dostępności RR i wymogami dotyczącymi przyłączenia, o których mowa w niniejszym artykule, w odniesieniu do swoich jednostek zapewniających RR i grup zapewniających RR.

Artykuł 162

Proces kwalifikacji wstępnej RR

1. Każdy OSP bloku LFC, który wdrożył RRP, opracowuje proces kwalifikacji wstępnej RR w terminie 12 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia oraz precyzuje i podaje do publicznej wiadomości szczegółowe informacje na jego temat.

2. Potencjalny dostawca RR wykazuje OSP przyłączającemu rezerwy lub OSP wyznaczonemu przez OSP przyłączającego rezerwy w umowie wymiany RR, że spełnia minimalne wymogi techniczne dotyczące RR, wymogi dotyczące dostępności RR oraz wymogi dotyczące przyłączenia, o których mowa w art. 161, w drodze pomyślnej realizacji procesu kwalifikacji wstępnej potencjalnych jednostek zapewniających RR lub grup zapewniających RR, opisanego w ust. 3–6 niniejszego artykułu.

3. Potencjalny dostawca RR składa formalny wniosek do właściwego OSP przyłączającego rezerwy lub wyznaczonego OSP, zawierający niezbędne informacje dotyczące potencjalnych jednostek zapewniających RR lub grup zapewniających RR. W terminie 8 tygodni od daty otrzymania wniosku OSP przyłączający rezerwy lub wyznaczony OSP potwierdza, czy wniosek jest kompletny. W przypadku gdy OSP przyłączający rezerwy lub wyznaczony OSP uważa, że wniosek jest niekompletny, potencjalny dostawca RR przekazuje wymagane dodatkowe informacje w terminie 4 tygodni od otrzymania prośby o dodatkowe informacje. W przypadku gdy potencjalny dostawca RR nie przekaże żądanych informacji w powyższym terminie, wniosek uznaje się za wycofany.

4. W terminie 3 miesięcy od daty potwierdzenia kompletności wniosku OSP przyłączający rezerwy lub wyznaczony OSP weryfikuje dostarczone informacje i podejmuje decyzję, czy potencjalne jednostki zapewniające RR lub grupy zapewniające RR spełniają kryteria dla kwalifikacji wstępnej RR. OSP przyłączający rezerwy lub wyznaczony OSP powiadamia o swojej decyzji potencjalnego dostawcę RR.

5. Kwalifikacja jednostek zapewniających RR lub grup zapewniających RR podlega ponownej weryfikacji:

a) co najmniej raz na pięć lat; oraz

b) w przypadku zmian wymogów technicznych lub wymogów dostępności bądź zmian dotyczących sprzętu.

6. W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy OSP przyłączający rezerwy ma prawo do wyłączenia grup zapewniających RR z zapewniania RR na podstawie przesłanek technicznych, np. rozkładu geograficznego modułów wytwarzania energii lub jednostek odbiorczych tworzących grupę zapewniającą RR.

TYTUŁ 8

WYMIANA I WSPÓŁDZIELENIE REZERW

ROZDZIAŁ 1

Wymiana i współdzielenie rezerw w obszarze synchronicznym

Artykuł 163

Wymiana FCR w obszarze synchronicznym

1. Wszyscy OSP uczestniczący w wymianie FCR w obszarze synchronicznym muszą spełniać wymogi określone w ust. 2–9. Wymiana FCR oznacza przeniesienie udziału w zakresie FCR z OSP odbierającego rezerwy na OSP przyłączającego rezerwy w zakresie odpowiednich zakresów rezerwy mocy FCR.
2. Wszyscy OSP uczestniczący w wymianie FCR w obszarze synchronicznym przestrzegają limitów i wymogów dotyczących wymiany FCR w obszarze synchronicznym określonych w tabeli w załączniku VI.
3. W przypadku wymiany FCR OSP przyłączający rezerwy i OSP odbierający rezerwy zgłaszają ją zgodnie z art. 150.
4. Każdy OSP przyłączający rezerwy, każdy OSP odbierający rezerwy lub każdy zainteresowany OSP biorący udział w wymianie FCR może odmówić wymiany FCR, w przypadku gdy spowodowałaby ona przepływy mocy, które naruszają granice bezpieczeństwa pracy przy aktywowaniu rezerwy mocy dla FCR podlegającej wymianie FCR.
5. Każdy zainteresowany OSP weryfikuje, czy jego margines niezawodności, przyjęty zgodnie z art. 22 rozporządzenia (UE) 2015/1222, jest wystarczający w celu dostosowania przepływów mocy wynikających z aktywacji rezerwy mocy FCR podlegającej wymianie FCR.
6. Wszyscy OSP z danego obszaru LFC dostosowują parametry swoich obliczeń FRCE w celu uwzględnienia wymiany FCR.
7. OSP przyłączający rezerwy jest odpowiedzialny za wymogi, o których mowa w art. 154 i 156, odnośnie do zakresów rezerw mocy FCR podlegającej wymianie FCR.
8. Jednostka zapewniająca FCR lub grupa zapewniająca FCR jest odpowiedzialna wobec swojego OSP przyłączającego rezerwy za aktywację FCR.
9. Odpowiedni OSP zapewniają, aby wymiana FCR nie uniemożliwiała któremukolwiek OSP spełnienia wymogów dotyczących rezerw, o których mowa w art. 156.

Artykuł 164

Współdzielenie FCR w obszarze synchronicznym

OSP nie może współdzielić FCR z innymi OSP obszaru synchronicznego w celu zrealizowania swojego udziału w zakresie FCR i zmniejszenia całkowitej wielkości FCR obszaru synchronicznego zgodnie z art. 153.

Artykuł 165

Wymogi ogólne dotyczące wymiany FRR i RR w obszarze synchronicznym

1. Wszyscy OSP z danego obszaru synchronicznego określają w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego funkcje i zakresy odpowiedzialności OSP przyłączającego rezerwy, OSP odbierającego rezerwy i zainteresowanego OSP w odniesieniu do wymiany FRR lub RR.
2. W przypadku gdy ma miejsce wymiana FRR/RR, OSP przyłączający rezerwy i OSP odbierający rezerwy zgłaszają taką wymianę zgodnie z wymogami dotyczącymi powiadamiania określonymi w art. 150.

3. OSP przyłączający rezerwy i OSP odbierający rezerwy biorący udział w wymianie FRR/RR określają w umowie wymiany FRR lub RR swoje funkcje i zakresy odpowiedzialności, w tym:
- a) zakres odpowiedzialności OSP wydającego polecenie regulacyjne w zakresie rezerwy mocy FRR i RR podlegającej wymianie FRR/RR;
 - b) wielkość rezerwy mocy FRR i RR podlegającej wymianie FRR/RR;
 - c) wdrożenie procesu transgranicznej aktywacji FRR/RR zgodnie z art. 147 i 148;
 - d) minimalne wymagania techniczne dla FRR/RR związane z procesem transgranicznej aktywacji FRR/RR, w przypadku gdy OSP przyłączający rezerwy nie jest OSP wydającym polecenie w sprawie rezerwy;
 - e) wdrożenie kwalifikacji wstępnej FRR/RR w odniesieniu do rezerwy mocy FRR i RR podlegającej wymianie zgodnie z art. 159 i 162;
 - f) zakres odpowiedzialności odnośnie do monitorowania zgodności z wymogami technicznymi dotyczącymi FRR/RR i wymogami dotyczącymi dostępności FRR/RR w zakresie rezerwy mocy FRR i RR podlegającej wymianie zgodnie z art. 158 ust. 5 i art. 161 ust. 5; oraz
 - g) procedury zapewniające, aby wymiana FRR/RR nie prowadziła do przepływów mocy naruszających granice bezpieczeństwa pracy.
4. Każdy OSP przyłączający rezerwy, każdy OSP odbierający rezerwy lub każdy zainteresowany OSP biorący udział w wymianie FRR lub RR może odmówić wymiany, o której mowa w ust. 2, w przypadku gdy spowodowałoby to przepływy mocy, które naruszają granice bezpieczeństwa pracy przy aktywowaniu rezerwy mocy FRR i RR podlegającej wymianie FRR lub RR.
5. Odpowiedni OSP zapewniają, aby wymiana FRR/RR nie uniemożliwiała któremukolwiek OSP spełnienia wymogów dotyczących rezerw, ustanowionych w zasadach określania wielkości FRR lub RR w art. 157 i 160.
6. Wszyscy OSP z danego bloku LFC określają w umowie operacyjnej bloku LFC funkcje i zakresy odpowiedzialności OSP przyłączającego rezerwy, OSP odbierającego rezerwy i zainteresowanego OSP w odniesieniu do wymiany FRR lub RR z OSP z innych bloków LFC.

Artykuł 166

Wymogi ogólne dotyczące współdzielenia FRR i RR w obszarze synchronicznym

1. Wszyscy OSP z danego obszaru synchronicznego określają w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego funkcje i zakresy odpowiedzialności OSP zapewniającego rezerwę mocy, OSP odbierającego rezerwę mocy i zainteresowanego OSP w odniesieniu do współdzielenia FRR/RR.
2. W przypadku gdy ma miejsce współdzielenie FRR/RR, OSP zapewniający rezerwę mocy oraz OSP odbierający rezerwę mocy zgłasza taki fakt zgodnie z wymogami dotyczącymi powiadamiania określonymi w art. 150.
3. OSP odbierający rezerwę mocy i OSP zapewniający rezerwę mocy biorący udział we współdzieleniu FRR/RR określają w umowie współdzielenia FRR lub RR swoje funkcje i zakresy odpowiedzialności, w tym:
- a) wielkość rezerwy mocy FRR i RR podlegającej współdzieleniu FRR/RR;
 - b) wdrożenie procesu transgranicznej aktywacji FRR/RR zgodnie z art. 147 i 148;
 - c) procedury zapewniające, aby aktywowanie rezerwy mocy FRR i RR podlegającej współdzieleniu FRR/RR nie prowadziło do przepływów mocy, które naruszają granice bezpieczeństwa pracy.

4. Każdy OSP zapewniający rezerwę mocy, każdy OSP odbierający rezerwę mocy lub każdy zainteresowany OSP biorący udział we współdzieleniu FRR/RR może odmówić współdzielenia FRR/RR, w przypadku gdy spowodowałoby to przepływy mocy, które naruszają granice bezpieczeństwa pracy przy aktywowaniu rezerwy mocy FRR i RR podlegającej współdzieleniu FRR/RR.

5. W przypadku współdzielenia FRR/RR OSP zapewniający rezerwę mocy udostępnia OSP odbierającemu rezerwę mocy część jego własnej rezerwy mocy FRR i RR wymaganej do osiągnięcia zgodności z jego wymogami dotyczącymi rezerw FRR lub RR wynikającymi z zasad określania wielkości dla FRR/RR w art. 157 i 160. OSP zapewniający rezerwę mocy może być:

- a) OSP wydającym polecenie regulacyjne w zakresie rezerwy mocy FRR i RR podlegającej współdzieleniu FRR/RR; lub
- b) OSP posiadającym dostęp do rezerwy mocy FRR i RR podlegającej współdzieleniu FRR/RR za pośrednictwem wdrożonego procesu transgranicznej aktywacji FRR/RR w ramach umowy dotyczącej wymiany FRR/RR.

6. Każdy OSP odbierający rezerwę mocy jest odpowiedzialny za postępowanie z incydentami i niezbilansowaniami w przypadku, gdy rezerwa mocy FRR i RR podlegająca współdzieleniu FRR/RR jest niedostępna ze względu na:

- a) ograniczenia mające na celu zapewnienie odbudowy częstotliwości lub dostosowanie sumy grafików wymiany związane z bezpieczeństwem pracy; oraz
- b) częściowe lub pełne wykorzystanie rezerwy mocy FRR i RR przez OSP zapewniającego rezerwę mocy.

7. Wszyscy OSP z danego bloku LFC określają w umowie operacyjnej bloku LFC funkcje i zakresy odpowiedzialności OSP zapewniającego rezerwę mocy, OSP odbierającego rezerwę mocy i zainteresowanego OSP w odniesieniu do współdzielenia FRR i RR z OSP z innych bloków LFC.

Artykuł 167

Wymiana FRR w obszarze synchronicznym

Wszyscy OSP w obszarze synchronicznym składającym się z więcej niż jednego bloku LFC, uczestniczący w wymianie FRR w obszarze synchronicznym, muszą spełniać wymogi i limity dotyczące wymiany FRR określone w tabeli w załączniku VII.

Artykuł 168

Współdzielenie FRR w obszarze synchronicznym

Każdy OSP w bloku LFC ma prawo do współdzielenia FRR z innymi blokami LFC jego obszaru synchronicznego w granicach określonych przez zasady określania wielkości FRR ustanowione w art. 157 ust. 1 i zgodnie z art. 166.

Artykuł 169

Wymiana RR w obszarze synchronicznym

Wszyscy OSP w obszarze synchronicznym składającym się z więcej niż jednego bloku LFC, uczestniczący w wymianie RR w obszarze synchronicznym, muszą spełniać wymogi i limity RR określone w tabeli w załączniku VIII.

Artykuł 170

Współdzielenie RR w obszarze synchronicznym

Każdy OSP w bloku LFC ma prawo do współdzielenia RR z innymi blokami LFC z tego samego obszaru synchronicznego w granicach określonych przez zasady określania wielkości RR ustanowione w art. 160 ust. 4 i 5 i zgodnie z art. 166.

ROZDZIAŁ 2

Wymiana i współdzielenie rezerw pomiędzy obszarami synchronicznymi

Artykuł 171

Wymogi ogólne

1. Każdy operator lub właściciel połączenia wzajemnego HVDC, które łączy obszary synchroniczne, zapewnia przyłączającym OSP zdolność do wykonania wymiany i współdzielenia FCR, FRR i RR, w przypadku gdy przedmiotowa technologia jest zainstalowana.
2. Wszyscy OSP w obszarze synchronicznym określają w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego funkcje i zakresy odpowiedzialności OSP przyłączającego rezerwy, OSP odbierającego rezerwy oraz zainteresowanego OSP w odniesieniu do wymiany rezerw, a także OSP zapewniającego rezerwę mocy, OSP odbierającego rezerwę mocy i zainteresowanego OSP w odniesieniu do współdzielenia rezerw pomiędzy obszarami synchronicznymi.
3. OSP przyłączający rezerwy i OSP odbierający rezerwy lub OSP zapewniający rezerwę mocy i OSP odbierający rezerwę mocy zgłaszają wymianę lub współdzielenie FCR, FRR lub RR zgodnie z art. 150.
4. OSP przyłączający rezerwy i OSP odbierający rezerwy biorący udział w wymianie rezerw określają w umowie wymiany swoje funkcje i zakresy odpowiedzialności, w tym:
 - a) zakres odpowiedzialności OSP wydającego polecenie regulacyjne w zakresie rezerwy mocy wymiany rezerw;
 - b) wielkość zakresu rezerwy mocy podlegającej wymianie rezerw;
 - c) wdrożenie procesu transgranicznej aktywacji FRR/RR zgodnie z art. 147 i 148;
 - d) wdrożenie kwalifikacji wstępnej rezerwy mocy podlegającej wymianie rezerw zgodnie z art. 155, 159 i 162;
 - e) zakres odpowiedzialności w zakresie monitorowania zgodności z wymogami technicznymi i wymogami dotyczącymi dostępności rezerwy mocy podlegającej wymianie rezerw zgodnie z art. 158 ust. 5 i art. 161 ust. 5; oraz
 - f) procedury zapewniające, aby wymiana rezerw nie prowadziła do przepływów mocy naruszających granice bezpieczeństwa pracy.
5. OSP zapewniający rezerwę mocy i OSP odbierający rezerwę mocy biorący udział we współdzieleniu rezerw określają swoje role i zakresy odpowiedzialności w umowie współdzielenia, w tym:
 - a) wielkość rezerwy mocy podlegającej współdzieleniu;
 - b) wdrożenie procesu transgranicznej aktywacji FRR/RR zgodnie z art. 147 i 148; oraz
 - c) procedury zapewniające, aby współdzielenie rezerw nie prowadziło do przepływów mocy naruszających granice bezpieczeństwa pracy.
6. OSP przyłączający rezerwy i OSP odbierający rezerwy biorący udział w wymianie rezerw lub OSP zapewniający rezerwę mocy i OSP odbierający rezerwę mocy biorący udział we współdzieleniu rezerw opracowują i zawierają umowę dotyczącą eksploatacji i koordynacji HVDC z właścicielami połączeń wzajemnych HVDC lub operatorami połączeń wzajemnych HVDC lub podmiotami, w skład których wchodzi właściciele lub operatorzy połączeń wzajemnych HVDC, obejmującą:
 - a) interakcje we wszystkich ramach czasowych, z uwzględnieniem planowania i aktywacji;
 - b) współczynnik czułości MW/Hz, funkcję reakcji liniowej/dynamicznej lub statycznej/skokowej każdego połączenia wzajemnego HVDC łączącego obszary synchroniczne; oraz
 - c) udział/interakcję tych funkcji w złożonych ścieżkach HVDC pomiędzy obszarami synchronicznymi.
7. Każdy OSP przyłączający rezerwy, każdy OSP odbierający rezerwy, każdy OSP zapewniający rezerwę mocy, każdy OSP odbierający rezerwę mocy lub każdy zainteresowany OSP biorący udział w wymianie lub współdzieleniu rezerw może odmówić wymiany lub współdzielenia rezerwy, w przypadku gdy spowodowałoby to przepływy mocy naruszające granice bezpieczeństwa pracy przy aktywowaniu rezerwy mocy podlegającej wymianie lub współdzieleniu rezerw.

8. Uczestniczący OSP zapewniają, aby wymiana rezerw pomiędzy obszarami synchronicznymi nie uniemożliwiała któremukolwiek OSP spełnienia wymogów dotyczących rezerw, określonych w art. 153, 157 i 160.

9. OSP przyłączający rezerwy i OSP odbierający rezerwy, a także OSP zapewniający rezerwę mocy i OSP odbierający rezerwę mocy, określają w umowie wymiany lub w umowie współdzielenia procedury dotyczące przypadków, gdy wymiana lub współdzielenie rezerw pomiędzy obszarami synchronicznymi nie może być realizowana w czasie rzeczywistym.

Artykuł 172

Wyrównywanie częstotliwości pomiędzy obszarami synchronicznymi

1. Wszyscy OSP z obszarów synchronicznych połączonych za pomocą połączenia wzajemnego HVDC mają prawo do wdrożenia procesu wyrównywania częstotliwości w celu zapewniania połączonej odpowiedzi częstotliwościowej. Proces wyrównywania częstotliwości może być stosowany przez OSP w celu umożliwienia FCR wymiany lub współdzielenia pomiędzy obszarami synchronicznymi.

2. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego określają strukturę techniczną procesu wyrównywania częstotliwości w umowie operacyjnej obszaru synchronicznego. Proces wyrównywania częstotliwości musi uwzględniać:

- a) skutki operacyjne pomiędzy obszarami synchronicznymi;
- b) stabilność FCP obszaru synchronicznego;
- c) zdolność OSP w obszarze synchronicznym do osiągnięcia zgodności z parametrami docelowej jakości częstotliwości określonymi zgodnie z art. 127; oraz
- d) bezpieczeństwo pracy.

3. Każdy operator połączenia wzajemnego HVDC reguluje przepływ mocy czynnej przez połączenie wzajemne HVDC zgodnie z wdrożonym procesem wyrównywania częstotliwości.

Artykuł 173

Wymiana FCR pomiędzy obszarami synchronicznymi

1. Wszyscy OSP w obszarze synchronicznym biorący udział w procesie wyrównywania częstotliwości mają prawo korzystania z procesu wymiany FCR w celu wymiany FCR pomiędzy obszarami synchronicznymi.

2. Wszyscy OSP w obszarach synchronicznych biorących udział w wymianie FCR pomiędzy obszarami synchronicznymi organizują przedmiotową wymianę w sposób, który umożliwia OSP z jednego obszaru synchronicznego otrzymanie części całkowitej rezerwy mocy FCR, wymaganej dla ich obszaru synchronicznego zgodnie z art. 153, z innego obszaru synchronicznego.

3. Część całkowitej rezerwy mocy FCR wymaganej dla obszaru synchronicznego, w którym odbywa się wymiana, jest zapewniana w drugim obszarze synchronicznym dodatkowo w stosunku do całkowitej rezerwy mocy FCR wymaganej dla tego drugiego obszaru synchronicznego zgodnie z art. 153.

4. Wszyscy OSP w obszarze synchronicznym określają w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego limity wymiany FCR.

5. Wszyscy OSP z danych obszarów synchronicznych opracowują umowę wymiany FCR, w której określają warunki wymiany FCR.

Artykuł 174

Współdzielenie FCR pomiędzy obszarami synchronicznymi

1. Wszyscy OSP w obszarze synchronicznym biorącym udział w procesie wyrównywania częstotliwości mają prawo korzystania z tego procesu w celu współdzielenia FCR pomiędzy obszarami synchronicznymi.

2. Wszyscy OSP z obszaru synchronicznego określają w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego limity współdzielenia FCR, zgodnie z następującymi kryteriami:
 - a) w obszarze synchronicznym CE i nordyckim obszarze synchronicznym wszyscy OSP zapewniają, aby suma FCR zapewnianych w danym obszarze synchronicznym i z innych obszarów synchronicznych w ramach wymiany FCR pokrywała co najmniej incydent referencyjny;
 - b) w obszarach synchronicznych GB i IE/NI wszyscy OSP ustanawiają metodę określania minimalnego zapewniania rezerwy mocy FCR w obszarze synchronicznym.
3. Wszyscy OSP z uczestniczących obszarów synchronicznych określają w poszczególnych porozumieniach ruchowych obszaru synchronicznego warunki współdzielenia FCR pomiędzy uczestniczącymi obszarami synchronicznymi.

Artykuł 175

Wymogi ogólne dotyczące współdzielenia FRR i RR pomiędzy obszarami synchronicznymi

1. W przypadku współdzielenia FRR lub RR OSP zapewniający rezerwę mocy udostępnia OSP odbierającemu rezerwę mocy część jego własnej rezerwy mocy FRR i RR wymaganej do osiągnięcia zgodności z wymogami dotyczącymi rezerw FRR lub RR wynikającymi z zasad określania wielkości FRR/RR, o których mowa w art. 157 i 160. OSP zapewniający rezerwę mocy może być:
 - a) OSP wydającym polecenie regulacyjne w zakresie rezerwy mocy FRR i RR podlegającej współdzieleniu FRR lub RR; lub
 - b) OSP posiadającym dostęp do rezerwy mocy FRR i RR podlegającej współdzieleniu FRR/RR za pośrednictwem wdrożonego procesu transgranicznej aktywacji FRR/RR w ramach umowy wymiany FRR/RR.
2. Wszyscy OSP z danego bloku LFC określają w porozumieniu ruchowym bloku LFC swoje funkcje i zakresy odpowiedzialności OSP zapewniającego rezerwę mocy, OSP odbierającego rezerwę mocy i zainteresowanego OSP w odniesieniu do współdzielenia FRR i RR z OSP z innych bloków LFC w innych obszarach synchronicznych.

Artykuł 176

Wymiana FRR pomiędzy obszarami synchronicznymi

1. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego określają w umowie operacyjnej obszaru synchronicznego metodę określania limitów wymiany FRR z innymi obszarami synchronicznymi. Przedmiotowa metoda musi uwzględniać:
 - a) skutki operacyjne pomiędzy obszarami synchronicznymi;
 - b) stabilność FRP obszaru synchronicznego;
 - c) zdolność OSP w obszarze synchronicznym do osiągnięcia zgodności z parametrami docelowymi jakości częstotliwości określonymi zgodnie z art. 127 i parametrami docelowymi FRCE określonymi zgodnie z art. 128; oraz
 - d) bezpieczeństwo pracy.
2. Wszyscy OSP z bloków LFC uczestniczący w wymianie FRR pomiędzy obszarami synchronicznymi organizują przedmiotową wymianę w taki sposób, aby OSP z bloku LFC w pierwszym obszarze synchronicznym mogli otrzymać część całkowitej rezerwy mocy FRR wymaganej dla ich bloku LFC, określonej zgodnie z art. 157 ust. 1, od bloku LFC z drugiego obszaru synchronicznego.
3. Część całkowitej rezerwy mocy FRR wymaganej dla bloku LFC w obszarze synchronicznym, w którym odbywa się wymiana, jest zapewniana z bloku LFC w drugim obszarze synchronicznym dodatkowo w stosunku do całkowitej rezerwy mocy FRR wymaganej dla tego drugiego bloku LFC zgodnie z art. 157 ust. 1.

4. Każdy operator połączenia wzajemnego HVDC reguluje przepływ mocy czynnej przez połączenie wzajemne HVDC, stosując się do poleceń przekazywanych przez OSP przyłączającego rezerwy lub przez OSP odbierającego rezerwy zgodnie z minimalnymi wymogami technicznymi dotyczącymi FRR, o których mowa w art. 158.

5. Wszyscy OSP z bloków LFC, do których należą OSP przyłączający rezerwy i OSP odbierający rezerwy, określają warunki wymiany FRR w umowie wymiany FRR.

Artykuł 177

Współdzielenie FRR pomiędzy obszarami synchronicznymi

1. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego określają w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego metodę określania limitów współdzielenia FRR z innymi obszarami synchronicznymi. Przedmiotowa metoda musi uwzględniać:

- a) skutki operacyjne pomiędzy obszarami synchronicznymi;
- b) stabilność FRP obszaru synchronicznego;
- c) maksymalne zmniejszenie FRR, które można uwzględnić przy określaniu wielkości FRR zgodnie z art. 157 jako wynik współdzielenia FRR;
- d) zdolność obszaru synchronicznego do osiągnięcia zgodności z parametrami docelowej jakości częstotliwości określonymi zgodnie z art. 127 i parametrami docelowymi FRCE określonymi zgodnie z art. 128; oraz
- e) bezpieczeństwo pracy.

2. Wszyscy OSP z bloków LFC uczestniczący we współdzieleniu FRR pomiędzy obszarami synchronicznymi organizują przedmiotowe współdzielenie w taki sposób, aby OSP z bloku LFC w pierwszym obszarze synchronicznym mogli otrzymać część całkowitej rezerwy mocy FRR wymaganej dla ich bloku LFC, określonej zgodnie z art. 157 ust. 1, od bloku LFC z drugiego obszaru synchronicznego.

3. Każdy operator połączenia wzajemnego HVDC reguluje przepływ mocy czynnej przez połączenie wzajemne HVDC, stosując się do poleceń przekazywanych przez OSP zapewniającego rezerwę mocy lub przez OSP odbierającego rezerwę mocy zgodnie z minimalnymi wymogami technicznymi dotyczącymi FRR, o których mowa w art. 158 ust. 1.

4. Wszyscy OSP z bloków LFC, do których należą OSP zapewniający rezerwę mocy i OSP odbierający rezerwę mocy, określają warunki współdzielenia FRR w umowie współdzielenia FRR.

Artykuł 178

Wymiana RR pomiędzy obszarami synchronicznymi

1. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego określają w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego metodę określania limitów wymiany RR z innymi obszarami synchronicznymi. Przedmiotowa metoda musi uwzględniać:

- a) skutki operacyjne pomiędzy obszarami synchronicznymi;
- b) stabilność RRP obszaru synchronicznego;
- c) zdolność obszaru synchronicznego do osiągnięcia zgodności z parametrami docelowej jakości częstotliwości określonymi zgodnie z art. 127 i parametrami docelowymi FRCE określonymi zgodnie z art. 128; oraz
- d) bezpieczeństwo pracy.

2. Wszyscy OSP z bloków LFC uczestniczący w wymianie RR pomiędzy obszarami synchronicznymi organizują przedmiotową wymianę w taki sposób, aby OSP z bloku LFC w pierwszym obszarze synchronicznym mogli otrzymać część całkowitej rezerwy mocy RR wymaganej dla ich bloku LFC, określonej w art. 160 ust. 2, od bloku LFC z drugiego obszaru synchronicznego.

3. Część całkowitej rezerwy mocy RR wymaganej dla bloku LFC w obszarze synchronicznym, w którym odbywa się wymiana, jest zapewniana z bloku LFC w drugim obszarze synchronicznym dodatkowo w stosunku do całkowitej rezerwy mocy RR wymaganej dla przedmiotowego drugiego bloku LFC zgodnie z art. 160 ust. 2.
4. Każdy operator połączenia wzajemnego HVDC kontroluje przepływ mocy czynnej przez połączenie wzajemne HVDC, stosując się do poleceń przekazywanych przez OSP przyłączającego rezerwy lub przez OSP odbierającego rezerwy zgodnie z minimalnymi wymogami technicznymi dotyczącymi RR, o których mowa w art. 161.
5. Wszyscy OSP z bloków LFC, do których należą OSP przyłączający rezerwy i OSP odbierający rezerwy, określają warunki wymiany RR w umowie wymiany RR.

Artykuł 179

Współdzielenie RR pomiędzy obszarami synchronicznymi

1. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego określają w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego metodę określania limitów współdzielenia RR z innymi obszarami synchronicznymi. Przedmiotowa metoda musi uwzględniać:
 - a) skutki operacyjne pomiędzy obszarami synchronicznymi;
 - b) stabilność RRP obszaru synchronicznego;
 - c) maksymalne zmniejszenie RR, które można uwzględnić przy określaniu wielkości RR zgodnie z art. 160 jako wynik współdzielenia RR;
 - d) zdolność OSP w obszarze synchronicznym do osiągnięcia zgodności z parametrami docelowej jakości częstotliwości określonymi zgodnie z art. 127 i zdolność bloków LFC do osiągnięcia zgodności z docelowymi wartościami błędów FRCE określonymi zgodnie z art. 128; oraz
 - e) bezpieczeństwo pracy.
2. Wszyscy OSP z bloków LFC uczestniczący we współdzieleniu RR pomiędzy obszarami synchronicznymi organizują przedmiotowe współdzielenie w taki sposób, aby OSP z bloku LFC w pierwszym obszarze synchronicznym mogli otrzymać część całkowitej rezerwy mocy RR wymaganej dla ich bloku LFC, określonej zgodnie z art. 160 ust. 2, od bloku LFC z drugiego obszaru synchronicznego.
3. Każdy operator połączenia wzajemnego HVDC kontroluje przepływ mocy czynnej przez połączenie wzajemne HVDC, stosując się do poleceń przekazywanych przez OSP zapewniającego rezerwę mocy lub przez OSP zapewniającego rezerwę mocy zgodnie z minimalnymi wymogami technicznymi dotyczącymi RR, o których mowa w art. 161.
4. Wszyscy OSP z każdego bloku LFC, do którego należą OSP zapewniający rezerwę mocy i OSP odbierający rezerwę mocy, określają warunki współdzielenia RR w umowie współdzielenia RR.

ROZDZIAŁ 3

Proces transgranicznej aktywacji FRR/RR

Artykuł 180

Proces transgranicznej aktywacji FRR/RR

Wszyscy OSP uczestniczący w transgranicznej aktywacji FRR i RR w tych samych lub różnych obszarach synchronicznych muszą spełnić wymogi określone w art. 147 i 148.

TYTUŁ 9

PROCES REGULACJI CZASU

Artykuł 181

Proces regulacji czasu

1. Celem regulacyjnym procesu regulacji czasu elektrycznego jest zregulowanie średniej wartości częstotliwości systemu do częstotliwości znamionowej.
2. W stosownych przypadkach wszyscy OSP w obszarze synchronicznym określają w porozumieniu ruchowym obszaru synchronicznego metodę korygowania odchyłki czasu elektrycznego, która obejmuje:
 - a) przedziały czasu, w których OSP dokładają starań w celu utrzymania odchyłki czasu elektrycznego;
 - b) korekty wartości zadanej częstotliwości w celu doprowadzenia odchyłki czasu elektrycznego do zera; oraz
 - c) działania w celu zwiększenia lub zmniejszenia średniej częstotliwości systemu za pomocą rezerw mocy czynnej.
3. Podmiot monitorujący obszar synchroniczny:
 - a) monitoruje odchyłkę czasu elektrycznego;
 - b) wyznacza korekty wartości zadanej częstotliwości; oraz
 - c) koordynuje działania procesu regulacji czasu.

TYTUŁ 10

WSPÓŁPRACA Z OSD

Artykuł 182

Grupy i jednostki zapewniające rezerwy przyłączone do sieci OSD

1. OSP i OSD współpracują ze sobą w celu ułatwiania i umożliwiania dostarczania rezerw mocy czynnej przez grupy zapewniające rezerwy lub jednostki zapewniające rezerwy przyłączone do systemów dystrybucyjnych.
2. Na potrzeby procesów kwalifikacji wstępnej FCR w art. 155, FRR w art. 159 i RR w art. 162, każdy OSP opracowuje i określa, w porozumieniu ze swoimi OSD przyłączającymi rezerwy i pośrednimi OSD, warunki wymiany informacji wymaganych na potrzeby przedmiotowych procesów kwalifikacji wstępnej dla jednostek lub grup zapewniających rezerwy położonych w systemach dystrybucyjnych oraz dla zapewniania rezerw mocy czynnej. W ramach procesów kwalifikacji wstępnej FCR w art. 155, FRR w art. 159 i RR w art. 162 określa się informacje, jakie mają przekazywać potencjalne jednostki lub grupy zapewniające rezerwy, które to informacje obejmują:
 - a) poziomy napięcia i punkty przyłączenia jednostek lub grup zapewniających rezerwy;
 - b) rodzaj rezerw mocy czynnej;
 - c) maksymalną rezerwę mocy zapewnianą przez jednostki lub grupy zapewniające rezerwy w każdym punkcie przyłączenia; oraz
 - d) maksymalny gradient zmian mocy czynnej dla jednostek lub grup zapewniających rezerwy.
3. Proces kwalifikacji wstępnej opiera się na uzgodnionych harmonogramach oraz zasadach dotyczących wymiany informacji oraz zapewniania rezerw mocy czynnej pomiędzy OSP, OSD przyłączającym rezerwy i pośrednimi OSD. Proces kwalifikacji wstępnej trwa maksymalnie trzy miesiące od momentu złożenia kompletnego formalnego zgłoszenia przez jednostkę lub grupę zapewniającą rezerwy.
4. Podczas kwalifikacji wstępnej jednostki lub grupy zapewniające rezerwy przyłączonej do systemu dystrybucyjnego każdy OSD przyłączający rezerwy oraz każdy pośredni OSD, we współpracy z OSP, ma prawo do wyznaczania limitów lub wyłączania zapewniania rezerw mocy czynnej położonych w jego systemie dystrybucyjnym na podstawie względów technicznych, takich jak położenie geograficzne jednostek zapewniających rezerwy i grup zapewniających rezerwy.

5. Każdy OSD przyłączający rezerwy i każdy pośredni OSD ma prawo, we współpracy z OSP, do ustalenia – przed aktywacją rezerw – tymczasowych limitów zapewniania rezerw mocy czynnej położonych w jego systemie dystrybucyjnym. Odpowiedni OSP ustalają stosowne procedury ze swoimi OSD przyłączającymi rezerwy i z pośrednimi OSD.

TYTUŁ 11

PRZEJRZYSTOŚĆ INFORMACJI

Artykuł 183

Ogólne wymogi dotyczące przejrzystości

1. Wszyscy OSP zapewniają, aby informacje wymienione w niniejszym tytule były publikowane w terminie i w formacie, który nie tworzy rzeczywistej lub potencjalnej przewagi konkurencyjnej lub jej odwrotności dla dowolnej indywidualnej osoby lub kategorii osób, oraz aby poufne informacje handlowe były należycie uwzględniane.
2. Każdy OSP wykorzystuje dostępną wiedzę i narzędzia, aby przewyższyć ograniczenia techniczne oraz zapewnić dostępność i dokładność informacji udostępnianych ENTSO-E zgodnie z art. 16 i art. 185 ust. 3.
3. Każdy OSP zapewnia dostępność oraz dokładność informacji udostępnianych ENTSO-E zgodnie z art. 184–190.
4. Wszystkie materiały do publikacji, o których mowa w art. 184–190, są udostępniane ENTSO-E przynajmniej w języku angielskim. ENTSO-E publikuje przedmiotowe materiały na platformie informacyjnej ustanowionej zgodnie z art. 3 rozporządzenia (UE) nr 543/2013.

Artykuł 184

Informacje dotyczące porozumień ruchowych

1. Każdy OSP udostępnia treść swojego porozumienia ruchowego obszaru synchronicznego swojemu organowi regulacyjnemu lub, w stosownych przypadkach, innemu właściwemu organowi nie później niż jeden miesiąc przed jej wejściem w życie.
2. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego zgłaszają ENTSO-E do publikacji treść swojego porozumienia ruchowego obszaru synchronicznego, nie później niż jeden tydzień po jego wejściu w życie.
3. Każdy OSP każdego bloku LFC udostępnia treść swojego porozumienia ruchowego bloku LFC swojemu organowi regulacyjnemu lub, w stosownych przypadkach, innemu właściwemu organowi.

Artykuł 185

Informacje o jakości częstotliwości

1. W przypadku gdy OSP z danego obszaru synchronicznego zaproponują zmianę wartości parametrów definiujących jakość częstotliwości lub parametru docelowej jakości częstotliwości zgodnie z art. 127, przekazują zmienione wartości ENTSO-E do publikacji na co najmniej jeden miesiąc przed wejściem w życie porozumienia ruchowego obszaru synchronicznego.
2. W stosownych przypadkach wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego zgłaszają ENTSO-E do publikacji wartości parametrów docelowych FRCE dla każdego bloku LFC i każdego obszaru LFC, na co najmniej jeden miesiąc przed rozpoczęciem ich stosowania.
3. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego zgłaszają ENTSO-E do publikacji metodę dotyczącą ryzyka wyczerpania FCR, na co najmniej trzy miesiące przed rozpoczęciem stosowania porozumienia ruchowego obszaru synchronicznego.

4. Podmiot monitorujący obszar synchroniczny zgłasza ENTSO-E do publikacji wyniki procesu stosowania kryteriów dla swojego obszaru synchronicznego, w terminie trzech miesięcy po ostatnim znaczniku czasu okresu pomiaru, a przynajmniej cztery razy w roku. Przedmiotowe wyniki muszą obejmować co najmniej:

- a) wartości kryteriów oceny jakości częstotliwości wyznaczone dla obszaru synchronicznego i dla każdego bloku LFC w obszarze synchronicznym zgodnie z art. 133 ust. 3; oraz
- b) rozdzielczość pomiarów, dokładność pomiarów i metodę wyznaczania określone zgodnie z art. 132.

5. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego zgłaszają ENTSO-E do publikacji okres rampowania określony zgodnie z art. 136, na co najmniej trzy miesiące przed rozpoczęciem jego stosowania.

Artykuł 186

Informacje o strukturze regulacji mocy i częstotliwości

1. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego zgłaszają ENTSO-E do publikacji poniższe informacje na co najmniej trzy miesiące przed rozpoczęciem stosowania umowy operacyjnej dotyczącej obszaru synchronicznego:

- a) informacje dotyczące struktury procesu aktywacji danego obszaru synchronicznego, z uwzględnieniem przynajmniej informacji dotyczących zdefiniowanych obszarów monitorowania, obszarów LFC i bloków LFC oraz ich odpowiednich OSP; oraz
- b) informacje dotyczące struktury procesu odpowiedzialności obszaru synchronicznego, z uwzględnieniem przynajmniej informacji o procesach opracowanych zgodnie z art. 140 ust. 1 i 2.

2. Wszyscy OSP wdrażający proces kompensowania niebilansowań publikują informacje dotyczące przedmiotowego procesu zawierające co najmniej wykaz uczestniczących OSP i datę rozpoczęcia procesu kompensowania niebilansowań.

Artykuł 187

Informacje dotyczące FCR

1. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego zgłaszają ENTSO-E do publikacji podejście do określania wielkości FCR dla ich obszaru synchronicznego zgodnie z art. 153 ust. 2, na co najmniej jeden miesiąc przed rozpoczęciem jego stosowania.

2. W stosownych przypadkach wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego zgłaszają ENTSO-E do publikacji całkowitą wielkość rezerwy mocy FCR oraz części rezerwy mocy FCR niezbędne dla każdego OSP, określone zgodnie z art. 153 ust. 1 jako pierwotny udział w zakresie FCR, na co najmniej jeden miesiąc przed rozpoczęciem ich stosowania.

3. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego zgłaszają ENTSO-E do publikacji właściwości FCR ustanowione dla ich obszaru synchronicznego zgodnie z art. 154 ust. 2 oraz dodatkowe wymogi dotyczące grup zapewniających FCR zgodnie z art. 154 ust. 3, na co najmniej trzy miesiące przed rozpoczęciem ich stosowania.

Artykuł 188

Informacje dotyczące FRR

1. Wszyscy OSP z każdego bloku LFC zgłaszają ENTSO-E do publikacji wymogi dostępności FRR i wymogi dotyczące jakości regulacji określone w art. 158 ust. 2 oraz wymogi techniczne dotyczące przyłączenia określone zgodnie z art. 158 ust. 3 dla ich bloku LFC, na co najmniej trzy miesiące przed rozpoczęciem ich stosowania.

2. Wszyscy OSP z każdego bloku LFC zgłaszają ENTSO-E do publikacji zasady określania wielkości FRR określone dla ich bloku LFC zgodnie z art. 157 ust. 1, na co najmniej trzy miesiące przed rozpoczęciem stosowania umowy operacyjnej bloku LFC.

3. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego zgłaszają ENTSO-E do publikacji, do dnia 30 listopada każdego roku, prognozę rezerw mocy dla FRR każdego bloku LFC na rok następny.

4. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego zgłaszają ENTSO-E do publikacji, w terminie 30 dni od zakończenia kwartału, rzeczywiste rezerwy mocy dla FRR każdego bloku za poprzedni kwartał.

Artykuł 189

Informacje dotyczące RR

1. Wszyscy OSP z każdego bloku LFC, który prowadzi proces zastępowania rezerw, zgłaszają ENTSO-E do publikacji wymogi dostępności RR zgodnie z art. 161 ust. 2 oraz wymogi techniczne dotyczące przyłączenia określone zgodnie z art. 161 ust. 3 dla ich bloku LFC, na co najmniej trzy miesiące przed rozpoczęciem ich stosowania.
2. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego zgłaszają ENTSO-E do publikacji, do dnia 30 listopada każdego roku, prognozę rezerw mocy dla RR każdego bloku LFC na rok następny.
3. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego zgłaszają ENTSO-E do publikacji, w terminie 30 dni od zakończenia kwartału, rzeczywiste rezerwy mocy dla RR każdego bloku za poprzedni kwartał.

Artykuł 190

Informacje dotyczące współdzielenia i wymiany

1. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego zgłaszają ENTSO-E do publikacji roczne zestawienia umów dotyczących współdzielenia FRR oraz współdzielenia RR dla każdego bloku LFC w danym obszarze synchronicznym zgodnie z art. 188 ust. 3 i art. 189 ust. 2. Przedmiotowe zestawienia zawierają następujące informacje:
 - a) identyfikację bloków LFC w przypadku występowania umowy współdzielenia FRR lub RR; oraz
 - b) część FRR lub RR zmniejszona w rezultacie każdej umowy współdzielenia FRR lub RR.
2. Wszyscy OSP z każdego obszaru synchronicznego zgłaszają ENTSO-E do publikacji informacje dotyczące współdzielenia FCR pomiędzy obszarami synchronicznymi zgodnie z art. 187 ust. 1. Informacje te dotyczą:
 - a) wielkości rezerwy mocy FCR współdzielonej pomiędzy OSP, którzy zawarli umowy w sprawie współdzielenia FCR; oraz
 - b) skutków współdzielenia FCR dla rezerwy mocy FCR zaangażowanych OSP.
3. W stosownych przypadkach wszyscy OSP publikują informacje dotyczące wymiany FCR, FRR i RR.

CZĘŚĆ V

PRZEPISY KOŃCOWE

Artykuł 191

Zmiana umów oraz warunków ogólnych

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

Artykuł 192

Wejście w życie

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

Stosowanie art. 41–53 rozpoczyna się po 18 miesiącach od dnia wejścia w życie niniejszego rozporządzenia. W przypadku gdy w innych artykułach przewidziano przekazywanie lub wykorzystywanie danych opisane w art. 41–53, w okresie od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia do rozpoczęcia stosowania art. 41–53 korzysta się z najnowszych dostępnych danych w formacie określonym przez podmiot odpowiedzialny za zapewnianie danych, o ile nie uzgodniono inaczej.

Artykuł 54 ust. 4 stosuje się od dnia rozpoczęcia stosowania art. 41 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2016/631 oraz art. 35 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2016/1388.

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

Sporządzono w Brukseli dnia 2 sierpnia 2017 r.

W imieniu Komisji
Jean-Claude JUNCKER
Przewodniczący

ZAŁĄCZNIK I

Przepisy niemające zastosowania do OSP z Litwy, Łotwy i Estonii zgodnie z art. 2 ust. 4:

- 1) artykuł 16 ust. 2 lit. d), e) i f);
 - 2) artykuł 38 ust. 2;
 - 3) artykuł 39 ust. 3;
 - 4) artykuł 118;
 - 5) artykuł 119;
 - 6) artykuł 125;
 - 7) artykuł 126;
 - 8) artykuł 127 ust. 1 lit. i), ust. 3, 4, 5 i 9;
 - 9) artykuł 128 ust. 4 i 7;
 - 10) artykuł 130 ust. 1 lit. b);
 - 11) artykuł 131;
 - 12) artykuł 132 ust. 2;
 - 13) artykuły 133–140;
 - 14) artykuł 141 ust. 1 i 2, ust. 4 lit. c), ust. 5, 6, 9, 10 i 11;
 - 15) artykuł 142;
 - 16) artykuł 143 ust. 3;
 - 17) artykuł 145 ust. 1, 2, 3, 4 i 6;
 - 18) artykuł 149 ust. 3;
 - 19) artykuł 150;
 - 20) artykuł 151 ust. 2;
 - 21) artykuły 152–181;
 - 22) artykuł 184 ust. 2;
 - 23) artykuł 185;
 - 24) artykuł 186 ust. 1;
 - 25) artykuł 187;
 - 26) artykuł 188 ust. 1 i 2; oraz
 - 27) artykuł 189 ust. 1.
-

ZAŁĄCZNIK II

Zakresy napięcia, o których mowa w art. 27:

Tabela 1

Zakresy napięcia w punkcie przyłączenia o wartościach między 110 kV i 300 kV

Obszar synchroniczny	Zakres napięcia
Europa kontynentalna	0,90 pu – 1,118 pu
Nordycki	0,90 pu – 1,05 pu
Wielka Brytania	0,90 pu – 1,10 pu
Irlandia i Irlandia Północna	0,90 pu – 1,118 pu
Bałtycki	0,90 pu – 1,118 pu

Tabela 2

Zakresy napięcia w punkcie przyłączenia o wartościach między 300 kV i 400 kV

Obszar synchroniczny	Zakres napięcia
Europa kontynentalna	0,90 pu – 1,05 pu
Nordycki	0,90 pu – 1,05 pu
Wielka Brytania	0,90 pu – 1,05 pu
Irlandia i Irlandia Północna	0,90 pu – 1,05 pu
Bałtycki	0,90 pu – 1,097 pu

ZAŁĄCZNIK III

Parametry określające jakość częstotliwości, o których mowa w art. 127:

Tabela 1

Parametry określające jakość częstotliwości obszarów synchronicznych

	CE	GB	IE/NI	Nordycki
Standardowy zakres częstotliwości	± 50 mHz	± 200 mHz	± 200 mHz	± 100 mHz
Maksymalna odchyłka częstotliwości chwilowej	800 mHz	800 mHz	1 000 mHz	1 000 mHz
Maksymalna odchyłka częstotliwości w stanie ustalonym	200 mHz	500 mHz	500 mHz	500 mHz
Czas przywrócenia częstotliwości	nieużywany	1 minuta	1 minuta	nieużywany
Zakres odbudowy częstotliwości	nieużywany	± 500 mHz	± 500 mHz	nieużywany
Czas odbudowy częstotliwości	15 minut	15 minut	15 minut	15 minut
Zakres odbudowy częstotliwości	nieużywany	± 200 mHz	± 200 mHz	± 100 mHz
Czas aktywacji stanu alarmowego	5 minut	10 minut	10 minut	5 minut

Parametry docelowe jakości częstotliwości, o których mowa w art. 127:

Tabela 2

Parametry docelowe jakości częstotliwości obszarów synchronicznych

	CE	GB	IE/NI	Nordycki
Maksymalna liczba minut poza standardowym zakresem częstotliwości	15 000	15 000	15 000	15 000

ZAŁĄCZNIK IV

Parametry docelowe FRCE, o których mowa w art. 128:

Tabela

Parametry docelowe FRCE dla obszarów synchronicznych GB i IE/NI

	GB	IE/NI
Poziom 1	3 %	3 %
Poziom 2	1 %	1 %

ZAŁĄCZNIK V

Minimalne wymagania techniczne dotyczące FCR, o których mowa w art. 154:

Tabela

Właściwości FCR w różnych obszarach synchronicznych

Minimalna dokładność pomiaru częstotliwości	CE, GB, IE/NI i nordycki	10 MHz lub norma przemysłowa, jeżeli jest dokładniejsza
Maksymalny łączny efekt naturalnej niewrażliwości odpowiedzi częstotliwościowej i potencjalnej strefy nieczułości zamierzonej odpowiedzi częstotliwościowej regulatora jednostek zapewniających FCR lub grup zapewniających FCR.	CE	10 mHz
	GB	15 mHz
	IE/NI	15 mHz
	nordycki	10 mHz
Czas pełnej aktywacji FCR	CE	30 s
	GB	10 s
	IE/NI	15 s
	nordycki	30 s, jeżeli częstotliwość systemu wykracza poza standardowy zakres częstotliwości
Odchyłka częstotliwości pełnej aktywacji FCR.	CE	± 200 mHz
	GB	± 500 mHz
	IE/NI	Dynamiczne FCR ± 500 MHz
		Statyczne FCR ± 1 000 mHz
	nordycki	± 500 mHz

ZAŁĄCZNIK VI

Limity i wymogi dotyczące wymiany FCR, o których mowa w art. 163:

Tabela

Limity i wymogi dotyczące wymiany FCR

Obszar synchroniczny	Wymiana FCR dozwolona między:	Limity dotyczące wymiany FCR
Obszar synchroniczny CE	OSP sąsiednich bloków LFC	— OSP z danego bloku LFC dopilnowują, aby co najmniej 30 % ich całkowitych łącznych wstępnych zobowiązań FCR było fizycznie zapewnianych w obrębie ich bloku LFC, oraz — wielkość rezerwy mocy dla FCR, fizycznie zlokalizowanej w bloku LFC w wyniku wymiany FCR z innymi blokami LFC jest ograniczona do maksymalnie: — 30 % całkowitych łącznych wstępnych zobowiązań FCR OSP w bloku LFC, do których fizycznie przyłączono rezerwę mocy dla FCR, oraz — 100 MW rezerwy mocy dla FCR.
	OSP obszarów LFC tego samego bloku LFC	— OSP obszarów LFC stanowiących blok LFC mają prawo do określenia w umowie operacyjnej dla bloku LFC wewnętrznych limitów wymiany FCR pomiędzy obszarami LFC tego samego bloku LFC w celu: — uniknięcia wewnętrznych ograniczeń w przypadku aktywacji FCR, — zapewnienia równomiernej dystrybucji rezerwy mocy dla FCR w przypadku podziału sieci, oraz — uniknięcia wpływu na stabilność FCP lub bezpieczeństwo pracy.
Inne obszary synchroniczne	OSP obszaru synchronicznego	— OSP obszaru synchronicznego mają prawo do określenia w umowie operacyjnej dotyczącej obszaru synchronicznego limitów wymiany FCR w celu: — uniknięcia wewnętrznych ograniczeń w przypadku aktywacji FCR, — zapewnienia równomiernej dystrybucji FCR w przypadku podziału sieci, oraz — uniknięcia wpływu na stabilność FCP lub bezpieczeństwo pracy.

ZAŁĄCZNIK VII

Wymogi i limity dotyczące wymiany FRR w obrębie obszaru synchronicznego, o których mowa w art. 167:

Tabela

Wymogi i limity dotyczące wymiany FRR w obszarze synchronicznym

Obszar synchroniczny	Wymiana FRR dozwolona między:	Limity dotyczące wymiany FRR
Wszystkie obszary synchroniczne składające się z więcej niż jednego bloku LFC	OSP różnych bloków LFC	— OSP bloku LFC dopilnowują, aby co najmniej 50 % ich całkowitej rezerwy mocy dla FRR, wynikającej z zasad określania wielkości FRR ustanowionych w art. 157 ust. 1 i przed zastosowaniem jakichkolwiek zmniejszeń ze względu na współdzielenie FRR zgodnie z art. 157 ust. 2, pozostawało zlokalizowane w obrębie ich bloku LFC.
	OSP obszarów LFC tego samego bloku LFC	— OSP obszarów LFC stanowiących blok LFC mają, w stosownych przypadkach, prawo do określenia w umowie operacyjnej dla bloku LFC wewnętrznych limitów wymiany FRR pomiędzy obszarami LFC tego bloku LFC w celu: — uniknięcia wewnętrznych ograniczeń spowodowanych aktywacją rezerwy mocy dla FRR podlegającej wymianie FRR, — zapewnienia równomiernej dystrybucji FRR w całym obszarze synchronicznym i w blokach LFC w przypadku podziału sieci, — uniknięcia wpływu na stabilność FRP lub bezpieczeństwo pracy.

ZAŁĄCZNIK VIII

Wymogi i limity dotyczące wymiany RR w obrębie obszaru synchronicznego, o którym mowa w art. 169:

Tabela

Wymogi i limity dotyczące wymiany RR w obszarze synchronicznym

Obszar synchroniczny	Wymiana RR dozwolona między:	Limity dotyczące wymiany RR
Wszystkie obszary synchroniczne składające się z więcej niż jednego bloku LFC	OSP różnych bloków LFC	— OSP obszarów LFC stanowiących blok LFC dopilnowują, aby co najmniej 50 % ich całkowitej rezerwy mocy dla RR, wynikającej z zasad określania wielkości RR ustanowionych w art. 160 ust. 3 i przed zastosowaniem jakichkolwiek zmniejszeń ze względu na współdzielenie RR zgodnie z art. 160 ust. 4 i 5, pozostawało zlokalizowane w obrębie ich bloku LFC.
	OSP obszarów LFC tego samego bloku LFC	— OSP obszarów LFC stanowiących blok LFC mają, w stosownych przypadkach, prawo do określenia w umowie operacyjnej dla bloku LFC wewnętrznych limitów wymiany RR pomiędzy obszarami LFC tego bloku LFC w celu: — uniknięcia wewnętrznych ograniczeń spowodowanych aktywacją rezerwy mocy dla RR podlegającej wymianie RR, — zapewnienia równomiernej dystrybucji RR w całym obszarze synchronicznym w przypadku podziału sieci, oraz — uniknięcia wpływu na stabilność RRP lub bezpieczeństwo pracy.