

ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2019/943**z dnia 5 czerwca 2019 r.****w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej****(wersja przekształcona)****(Tekst mający znaczenie dla EOG)**

PARLAMENT EUROPEJSKI I RADA UNII EUROPEJSKIEJ,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, w szczególności jego art. 194 ust. 2,

uwzględniając wniosek Komisji Europejskiej,

po przekazaniu projektu aktu ustawodawczego parlamentom narodowym,

uwzględniając opinię Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego ⁽¹⁾,

uwzględniając opinię Komitetu Regionów ⁽²⁾,

stanowiąc zgodnie ze zwykłą procedurą ustawodawczą ⁽³⁾,

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 ⁽⁴⁾ zostało kilkakrotnie znacząco zmienione. Ponieważ konieczne są dalsze zmiany, w celu zapewnienia jasności należy to rozporządzenie przekształcić.
- (2) Unia energetyczna ma zapewniać odbiorcom końcowym – gospodarstwom domowym i przedsiębiorstwom – bezpieczną, pewną, zrównoważoną, konkurencyjną i przystępną cenowo energię. W ujęciu historycznym system elektroenergetyczny był zdominowany przez zintegrowane pionowo, często państwowe monopole eksploatujące duże scentralizowane elektrownie jądrowe lub elektrownie zasilane paliwami kopalnymi. Rynek wewnętrzny energii elektrycznej, stopniowo realizowany od 1999 r., ma zapewniać rzeczywiste możliwości wyboru wszystkim konsumentom w Unii, stwarzać nowe możliwości gospodarcze i zwiększać poziom obrotu transgranicznego, tak aby uzyskać zwiększenie efektywności, konkurencyjne ceny i wyższe standardy usług oraz przyczynić się do bezpieczeństwa dostaw i zgodności z zasadami zrównoważonego rozwoju. Rynek wewnętrzny energii elektrycznej doprowadził do zwiększenia konkurencji, w szczególności na poziomie hurtowym, oraz do zwiększenia obrotu międzystrefowego. Nadal jest to fundament efektywnego rynku energii.
- (3) System energetyczny w Unii przechodzi najgłębsze od dziesięcioleci przemiany, a rynek energii elektrycznej jest centralnym elementem tego procesu. Dążenie do wspólnego celu, jakim jest zmniejszenie emisyjności systemu elektroenergetycznego, stwarza nowe szanse, ale też nowe wyzwania dla uczestników rynku. Jednocześnie rozwój technologiczny umożliwia nowe formy zaangażowania konsumentów i współpracy transgranicznej.
- (4) Niniejsze rozporządzenie ustanawia przepisy mające zapewnić funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz wymogi dotyczące rozwoju odnawialnych form energii i polityki ochrony środowiska, w szczególności szczegółowe przepisy dotyczące niektórych rodzajów jednostek wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, dotyczące obowiązku bilansowania, dysponowania i redysponowania, a także pułapów emisji CO₂ w odniesieniu do nowych zdolności wytwórczych w przypadku gdy takie zdolności są objęte tymczasowymi mechanizmami mającymi zapewnić niezbędny poziom wystarczalności zasobów, a mianowicie mechanizmami zdolności wytwórczych.
- (5) Energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w małych jednostkach wytwarzania energii należy przyznać dysponowanie priorytetowe w postaci szczególnego pierwszeństwa w metodach dysponowania lub poprzez

⁽¹⁾ Dz.U. C 288 z 31.8.2017, s. 91.

⁽²⁾ Dz.U. C 342 z 12.10.2017, s. 79.

⁽³⁾ Stanowisko Parlamentu Europejskiego z dnia 26 marca 2019 r. (dotychczas nieopublikowane w Dzienniku Urzędowym) oraz decyzja Rady z dnia 22 maja 2019 r.

⁽⁴⁾ 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, (Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 15).

wymogi prawne lub regulacyjne zobowiązujące podmioty działające na rynku do dostarczania takiej energii elektrycznej na rynek. Dysponowanie priorytetowe przyznane w usługach pracy systemu na takich samych warunkach ekonomicznych należy uznać za zgodne z niniejszym rozporządzeniem. W każdym przypadku dysponowanie priorytetowe należy uznać za zgodne z zasadą udziału jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii w rynku energii elektrycznej.

- (6) Interwencje państw, często przygotowywane bez koordynacji, powodowały większe zakłócenia na hurtowym rynku energii elektrycznej, co miało negatywne konsekwencje dla inwestycji i obrotu transgranicznego.
- (7) W przeszłości odbiorcy energii elektrycznej byli wyłącznie bierni i często kupowali energię elektryczną po cenach regulowanych, niemających bezpośredniego związku z sytuacją na rynku. W przyszłości należy umożliwić odbiorcom pełny udział w rynku na tych samych warunkach z innymi uczestnikami rynku oraz zarządzanie własnym zużyciem energii. Aby zintegrować coraz większy udział energii ze źródeł odnawialnych, przyszły system elektroenergetyczny powinien wykorzystywać wszystkie dostępne źródła elastyczności, zwłaszcza rozwiązania dotyczące popytu i magazynowania energii, a dzięki integracji innowacyjnych technologii do systemu elektroenergetycznego także cyfryzację. Aby osiągnąć efektywne obniżenie emisyjności po jak najniższych kosztach, system ten musi również zachęcać do efektywności energetycznej. Urzeczywistnienie wewnętrznego rynku energii dzięki efektywnej integracji odnawialnych źródeł energii może długofalowo stymulować inwestycje oraz przyczynić się do osiągnięcia celów unii energetycznej i ram polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030, zgodnie z komunikatem Komisji z dnia 22 stycznia 2014 r. zatytułowanym „Ramy polityczne na okres 2020–2030 dotyczące klimatu i energii” oraz konkluzjami przyjętymi przez Radę Europejską na posiedzeniu w dniach 23–24 października 2014 r.
- (8) Większa integracja rynku i przechodzenie na wytwarzanie energii elektrycznej z mniej stabilnych źródeł wymaga większych wysiłków w zakresie koordynowania krajowej polityki energetycznej z krajami sąsiadującymi oraz wykorzystywania szans wynikających z transgranicznego obrotu energią elektryczną.
- (9) Rozwinięto ramy regulacyjne, umożliwiając obrót energią elektryczną w całej Unii. Do rozwoju tego przyczyniło się przyjęcie szeregu kodeksów sieci i wytycznych dotyczących integracji rynków energii elektrycznej. Te kodeksy sieci i wytyczne zawierają postanowienia dotyczące zasad funkcjonowania rynku, pracy systemów i przyłączania do sieci. Aby zapewnić pełną przejrzystość oraz zwiększyć pewność prawa, należy przyjąć zgodnie ze zwykłą procedurą ustawodawczą i ująć w jednym unijnym akcie ustawodawczym także główne zasady funkcjonowania rynku i alokacji zdolności przesyłowych w przedziałach czasowych rynków bilansujących, dnia bieżącego i dnia następnego oraz rynków terminowych.
- (10) W art. 13 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 ⁽⁵⁾ ustanowiono procedurę, w ramach której operatorzy systemów przesyłowych mogą przekazywać stronom trzecim całość lub część swoich zadań. Delegujący operatorzy systemów przesyłowych powinni nadal być odpowiedzialni za zapewnienie zgodności z niniejszym rozporządzeniem. Ponadto państwa członkowskie powinny mieć możliwość przydzielania zadań stronom trzecim oraz nakładania na nie obowiązków. Takie przydzielanie należy ograniczyć do zadań i obowiązków wykonywanych na poziomie krajowym, takich jak rozliczanie niezbilansowania. Ograniczenia w przydzielaniu nie powinny prowadzić do niepotrzebnych zmian w obowiązujących ustaleniach krajowych. Operatorzy systemów przesyłowych powinni jednak nadal być odpowiedzialni za zadania powierzone im na podstawie art. 40 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 ⁽⁶⁾.
- (11) W odniesieniu do rynków bilansujących efektywne i niepowodujące zakłóceń kształtowanie cen zakupu mocy bilansującej i energii bilansującej wymaga, aby umowy dotyczące mocy bilansującej nie określały ceny energii bilansującej. Pozostaje to bez uszczerbku dla systemów dysponowania wykorzystujących zintegrowany proces grafikowania zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2017/2195.
- (12) Art. 18, 30 i 32 rozporządzenia (UE) 2017/2195 stanowią, że metoda ustalania cen zarówno standardowych, jak i produktów specyficznych energii bilansującej powinna stwarzać pozytywne zachęty dla uczestników rynku do utrzymania ich własnego zbilansowania lub pomocy w przywracaniu zbilansowania systemu na ich obszarze obowiązywania ceny niezbilansowania, zmniejszając tym samym niezbilansowanie systemu oraz koszty ponoszone przez społeczeństwo. Takie podejście do ustalania cen powinno prowadzić do efektywnego ekonomicznie wykorzystania odpowiedzi odbioru i innych zasobów bilansujących, z zachowaniem granic bezpieczeństwa pracy systemu.

⁽⁵⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz.U. L 312 z 28.11.2017, s. 6).

⁽⁶⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (zob. s. 125 niniejszego Dziennika Urzędowego).

- (13) Integracja rynków energii bilansującej powinna ułatwić efektywne funkcjonowanie rynku dnia bieżącego, aby dać uczestnikom rynku możliwość zbilansowania samych siebie w czasie jak najbardziej zbliżonym do rzeczywistego, umożliwiającym przez czas zamknięcia bramki dla energii bilansującej przewidziany w art. 24 rozporządzenia (UE) 2017/2195. Tylko niezbilansowania pozostałe po zamknięciu rynku dnia bieżącego powinny być bilansowane przez operatorów systemów przesyłowych z wykorzystaniem rynku bilansującego. W art. 53 rozporządzenia (UE) 2017/2195 przewidziano również harmonizację okresu rozliczania niezbilansowania, który ma wynosić w Unii 15 minut. Harmonizacja ta powinna wspierać obrót energią na rynkach dnia bieżącego oraz pobudzać powstanie szeregu produktów przeznaczonych do obrotu mających taki sam termin dostawy.
- (14) Aby umożliwić operatorom systemów przesyłowych zakup i wykorzystanie mocy bilansującej w sposób efektywny i ekonomiczny, oparty na zasadach rynkowych, należy wspierać integrację rynku. W związku z tym w tytule IV rozporządzenia (UE) 2017/2195 ustanowiono trzy metody, za pomocą których operatorzy systemów przesyłowych są uprawnieni do przydzielania międzyobszarowych zdolności przesyłowych na potrzeby wymiany mocy bilansującej oraz współdzielenia rezerw, gdy uzasadnia to analiza kosztów i korzyści: proces kooptymalizacji, proces opartej na zasadach rynkowych alokacji oraz alokację w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej. Proces alokacji w ramach kooptymalizacji powinno się prowadzić w trybie dnia następnego. Natomiast możliwe jest prowadzenie procesu alokacji opartej na zasadach rynkowych w przypadku gdy kontraktowanie odbywa się nie wcześniej niż tydzień przed dostarczeniem mocy bilansującej oraz prowadzenie alokacji w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej w przypadku gdy kontraktowanie odbywa się wcześniej niż tydzień przed dostarczeniem mocy bilansującej, pod warunkiem że przydzielane wolumeny są ograniczone, a ocena jest dokonywana co roku. Po zatwierdzeniu przez odpowiednie organy regulacyjne metody alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych, dwóch lub większa liczba operatorów systemów przesyłowych może zacząć stosować tę metodę z wyprzedzeniem, aby umożliwić operatorom zdobycie doświadczenia oraz umożliwić sprawne stosowanie tej metody przez innych operatorów systemów przesyłowych w przyszłości. Stosowanie takich metod powinno być jednak zharmonizowane przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych, aby wspierać integrację rynku.
- (15) W tytule V rozporządzenia (UE) 2017/2195 określono, że ogólnym celem rozliczania niezbilansowania jest zapewnienie, aby podmioty odpowiedzialne za bilansowanie efektywnie utrzymywały swoje własne zbilansowanie lub pomagały w przywracaniu zbilansowania systemu, a także wprowadzanie dla uczestników rynku zachęt do utrzymywania zbilansowania systemu lub pomocy w przywróceniu zbilansowania systemu. Aby przygotować rynki bilansujące i cały system energetyczny do włączenia coraz większego udziału odnawialnych źródeł energii o nieprzewidywalnej charakterystyce produkcji, ceny niezbilansowania powinny odzwierciedlać wartość energii w czasie rzeczywistym. Wszyscy uczestnicy rynku powinni być finansowo odpowiedzialni za niezbilansowanie, które powodują w systemie, odpowiadające różnicy między przydzielonym wolumenem a końcową pozycją bilansową. W przypadku agregatorów odpowiedzi odbioru, na przydzielony wolumen składa się wolumen energii fizycznie aktywowanej przez obciążenie uczestniczących odbiorców, wyznaczany z wykorzystaniem określonej metody pomiaru i metody podstawowej.
- (16) W rozporządzeniu Komisji (UE) 2015/1222 ⁽⁷⁾ określono szczegółowe wytyczne dotyczące alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, w tym wymogi dotyczące ustanowienia wspólnych metod wyznaczania wolumenów zdolności przesyłowych dostępnych równocześnie między obszarami rynkowymi, kryteria oceny efektywności oraz proces przeglądu służący wyznaczeniu obszarów rynkowych. Art. 32 i 34 rozporządzenia (UE) 2015/1222 określają zasady przeglądu konfiguracji obszarów rynkowych, art. 41 i 54 tego rozporządzenia określają zharmonizowane limity maksymalnych i minimalnych cen rozliczeniowych dla rynków dnia następnego i dnia bieżącego, art. 59 tego rozporządzenia określa zasady dotyczące czasu zamknięcia bramki na międzystrefowym rynku dnia bieżącego, a art. 74 tego rozporządzenia – zasady dotyczące metod podziału kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych.
- (17) W rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1719 ⁽⁸⁾ określono szczegółowe zasady alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych na rynkach terminowych, ustanawiania wspólnej metody określania międzyobszarowych zdolności przesyłowych w perspektywie długoterminowej, utworzenia jednej platformy alokacji na poziomie europejskim oferującej długoterminowe prawa przesyłowe, a także możliwości zwrotu długoterminowych praw przesyłowych w celu ich ponownej alokacji w kolejnej rundzie długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych lub możliwości przenoszenia długoterminowych praw przesyłowych na innych uczestników rynku. W art. 30 rozporządzenia 2016/1719 określono zasady dotyczące długoterminowych produktów zabezpieczających przed zmiennością cen.

⁽⁷⁾ 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).

⁽⁸⁾ 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).

- (18) W rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631 ⁽⁹⁾ określono wymogi dotyczące przyłączania jednostek wytwarzania energii do systemu wzajemnie połączonego, w szczególności w odniesieniu do synchronicznych modułów wytwarzania energii, modułów parku energii oraz morskich modułów parku energii. Wymogi te pomagają w zapewnieniu uczciwych warunków konkurencji na wewnętrznym rynku energii elektrycznej, bezpieczeństwa systemu oraz integracji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, a także w ułatwianiu obrotu energią elektryczną w całej Unii. W art. 66 i 67 rozporządzenia (UE) 2016/631 określono zasady dotyczące nowo powstających technologii wytwarzania energii elektrycznej.
- (19) Obszary rynkowe odzwierciedlające grę podaży i popytu są podstawą obrotu energią elektryczną opartego na zasadach rynkowych i warunkiem wstępnym osiągnięcia pełnego potencjału metod alokacji zdolności przesyłowych, w tym metody FBA. Dlatego należy wyznaczyć obszary rynkowe tak, aby zapewnić płynność rynku, efektywne zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi oraz ogólną efektywność rynku. Gdy jeden organ regulacyjny lub operator systemu przesyłowego za zgodą swojego właściwego organu regulacyjnego rozpoczyna przegląd istniejącej konfiguracji obszarów rynkowych na obszarze regulacyjnym operatora systemu przesyłowego, jeżeli konfiguracja obszarów rynkowych ma znikomy wpływ na sąsiadujące obszary regulacyjne operatorów systemów przesyłowych, w tym na połączenia wzajemne, a przegląd konfiguracji obszarów rynkowych jest niezbędny do poprawy efektywności, zmaksymalizowania możliwości obrotu transgranicznego lub utrzymania bezpieczeństwa pracy systemu, to operator systemu przesyłowego danego obszaru regulacyjnego oraz właściwy organ regulacyjny powinni być, odpowiednio, jedynym operatorem systemu przesyłowego i jedynym organem regulacyjnym, którzy uczestniczą w przeglądzie. Właściwy operator systemu przesyłowego oraz właściwy organ regulacyjny powinni uprzednio zawiadomić o przeglądzie operatorów sąsiadujących systemów przesyłowych, a wyniki przeglądu powinny zostać opublikowane. Należy umożliwić rozpoczynanie regionalnego przeglądu obszarów rynkowych po sporządzeniu sprawozdania technicznego w sprawie ograniczeń przesyłowych zgodnie z art. 14 niniejszego rozporządzenia lub zgodnie z obowiązującymi procedurami określonymi w rozporządzeniu (UE) 2015/1222.
- (20) Gdy regionalne centra koordynacyjne wyznaczają zdolności przesyłowe, powinny one maksymalizować zdolności z uwzględnieniem pozakosztowych działań zaradczych oraz z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy operatorów systemów przesyłowych w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych. W przypadku gdy wynik obliczenia nie jest równy lub wyższy od minimalnych zdolności przesyłowych określonych w niniejszym rozporządzeniu, regionalne centra koordynacyjne powinny rozważyć wszelkie dostępne kosztowne działania zaradcze, aby dalej zwiększać zdolności przesyłowe – do osiągnięcia tych minimalnych zdolności przesyłowych, w tym potencjału redysponowania w regionach wyznaczania zdolności przesyłowych i pomiędzy tymi regionami, uwzględniając jednocześnie granice bezpieczeństwa pracy operatorów systemów przesyłowych w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych. Operatorzy systemów przesyłowych powinni przedstawiać dokładne i przejrzyste sprawozdania dotyczące wszystkich aspektów wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z niniejszym rozporządzeniem oraz powinni zapewniać, aby wszystkie informacje przesyłane do regionalnych centrów koordynacyjnych były dokładne i adekwatne do zakładanych celów.
- (21) Wyznaczając zdolności przesyłowe, regionalne centra koordynacyjne powinny obliczać międzyobszarowe zdolności przesyłowe z wykorzystaniem danych od operatorów systemów przesyłowych, uwzględniających granice bezpieczeństwa pracy systemu na odpowiednich obszarach regulacyjnych operatorów systemów przesyłowych. Operatorzy systemów przesyłowych powinni mieć możliwość odejścia od skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych, w przypadku gdy zastosowanie go spowodowałoby naruszenie granic bezpieczeństwa pracy elementów sieci na ich obszarze regulacyjnym. Te przypadki odejścia od skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych należy uważnie monitorować i zgłaszać z zachowaniem przejrzystości w celu zapobiegania nadużyciom oraz zapewnienia, aby wolumen zdolności połączeń międzysystemowych udostępniany uczestnikom rynku nie był ograniczany w celu zarządzenia ograniczonym przesyłowem na danym obszarze rynkowym. W przypadku gdy wprowadzono plan działania, należy w nim uwzględnić przypadki odejścia od skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych oraz odnieść się do ich przyczyn.
- (22) Podstawowe zasady rynkowe powinny przewidywać, że podstawę ustalania cen energii elektrycznej powinno stanowić prawo popytu i podaży. Ceny te powinny wskazywać zapotrzebowanie na energię elektryczną, zapewniając tym samym oparte na zasadach rynkowych zachęty do inwestowania w źródła elastyczności, takie jak elastyczne wytwarzanie energii elektrycznej, połączenia wzajemne, odpowiedź odbioru lub magazynowanie energii.

⁽⁹⁾ 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).

- (23) Mimo, iż obniżenie emisyjności sektora elektroenergetycznego, w sytuacji gdy energia ze źródeł odnawialnych zaczyna zdobywać znaczną pozycję na rynku, to jeden z celów unii energetycznej, kluczowe jest usunięcie istniejących na tym rynku przeszkód dla obrotu transgranicznego oraz zachęcanie do inwestycji w infrastrukturę wspierającą, na przykład bardziej elastyczne wytwarzanie energii elektrycznej, połączenia wzajemne, odpowiedź odbioru i magazynowanie energii. Aby wesprzeć to przejście na wytwarzanie energii ze źródeł o nieprzewidywalnej charakterystyce produkcji i wytwarzanie rozproszone oraz zapewnić, aby podstawą funkcjonowania unijnych rynków energii elektrycznej w przyszłości były zasady rynku energii, należy ponownie skoncentrować się na rynkach krótkoterminowych i mechanizmach ustalania cen w sposób odzwierciedlający niedobory mocy.
- (24) Rynki krótkoterminowe poprawiają płynność i zwiększają konkurencję poprzez umożliwienie pełnego udziału w rynku większej liczbie zasobów, zwłaszcza zasobów bardziej elastycznych. Skuteczny mechanizm ustalania cen w sposób odzwierciedlający niedobory mocy zachęci uczestników rynku do reagowania na sygnały rynku i do obecności na nim wtedy, gdy rynek ich najbardziej potrzebuje, oraz zapewni im możliwość odzyskania poniesionych kosztów na rynku hurtowym. Kluczowe jest zatem zapewnienie usunięcia administracyjnych i ukrytych pułapów cenowych, aby umożliwić ustalanie cen odzwierciedlające niedobory mocy. Rynki krótkoterminowe oraz mechanizm ustalania cen w sposób odzwierciedlający niedobory mocy – gdy już w pełni wpiszą się w strukturę rynku – przyczynią się do wyeliminowania innych środków zakłócających funkcjonowanie rynku, takich jak mechanizmy zdolności wytwórczych, aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii. Jednocześnie mechanizm ustalania cen w sposób odzwierciedlający niedobory mocy nieprzewidyujący pułapów cenowych na rynku hurtowym nie powinien zagrażać możliwości oferowania wiarygodnych i stabilnych cen odbiorcom końcowym, w szczególności odbiorcom będącym gospodarstwami domowymi, małym i średnim przedsiębiorstwom (zwanym dalej „MŚP”) oraz odbiorcom przemysłowym.
- (25) Bez uszczerbku dla art. 107, 108 i 109 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE), odstępstwa od podstawowych zasad rynku, takich jak obowiązek bilansowania, dysponowanie oparte na warunkach rynkowych lub redysponowanie, ograniczają sygnały elastyczności i funkcjonują jako przeszkody w opracowywaniu takich rozwiązań jak magazynowanie energii, odpowiedź odbioru czy agregacja. Chociaż odstępstwa są nadal konieczne, aby uniknąć nakładania zbędnych obciążeń administracyjnych dla niektórych uczestników rynku, w szczególności dla odbiorców będących gospodarstwami domowymi i MŚP, szerokie odstępstwa obejmujące całe technologie są sprzeczne z celem, jakim jest osiągnięcie efektywnych, opartych na zasadach rynkowych procesów obniżania emisyjności, dlatego należy je zastąpić bardziej ukierunkowanymi środkami.
- (26) Warunkiem skutecznej konkurencji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej są niedyskryminacyjne, przejrzyste i adekwatne opłaty za korzystanie z sieci, w tym z połączeń wzajemnych w systemie przesyłowym.
- (27) Nieskoordynowane ograniczanie zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych coraz bardziej ogranicza wymianę energii elektrycznej między państwami członkowskimi oraz stało się poważną przeszkodą dla rozwoju funkcjonującego rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Należy zatem udostępnić maksymalny poziom zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych oraz krytyczne elementy sieci, spełniając standardy bezpieczeństwa pracy sieci, w tym standard bezpieczeństwa w przypadku zdarzeń losowych (N-1). Istnieją jednak pewne ograniczenia w ustalaniu poziomu zdolności w sieci oczkowej. Należy wprowadzić jednoznaczne minimalne poziomy dostępnych zdolności na potrzeby obrotu międzystrefowego, aby zmniejszyć wpływ przepływów kołowych i wewnętrznych ograniczeń przesyłowych na obrót międzystrefowy oraz dać uczestnikom rynku przewidywalną wartość zdolności. W przypadku gdy stosowana jest metoda FBA, ta minimalna zdolność powinna określać minimalny udział zdolności międzystrefowego lub wewnętrznego krytycznego elementu sieci uwzględniający granice bezpieczeństwa pracy systemu, który będzie wykorzystywany w skoordynowanym wyznaczaniu zdolności przesyłowych na podstawie rozporządzenia (UE) 2015/1222, z uwzględnieniem zdarzeń losowych. Pozostały łączny udział zdolności można wykorzystać na potrzeby marginesów niezawodności, przepływów kołowych i przepływów wewnętrznych. Ponadto w przypadku przewidywalnych problemów w zapewnianiu bezpieczeństwa sieci, w ograniczonym czasowo okresie przejściowym należy umożliwić odstępstwa. Odstępstwom takim powinny towarzyszyć metody i przedsięwzięcia zapewniające długoterminowe rozwiązanie.
- (28) Zdolność przesyłowa, do której zastosowanie ma kryterium 70-procentowej minimalnej zdolności w podejściu opartym na zdolności przesyłowej netto (NTC) stanowi maksymalny przesył aktywnej energii, uwzględniający granice bezpieczeństwa pracy systemu oraz uwzględniający zdarzenia losowe. Skoordynowane wyznaczanie tej zdolności uwzględnia również fakt, że przepływy energii elektrycznej są dystrybuowane w sposób nierówny między poszczególnymi składnikami oraz nie oznacza jedynie dodania zdolności połączeń wzajemnych. Zdolność ta nie uwzględnia przepływów kołowych, przepływów wewnętrznych i marginesów niezawodności, które są uwzględnione w pozostałych 30 %.

- (29) Należy unikać zakłóceń konkurencji wynikających ze zróżnicowania standardów bezpieczeństwa, eksploatacji i planowania stosowanych przez operatorów systemów przesyłowych w państwach członkowskich. Ponadto należy zapewnić uczestnikom rynku przejrzystość w odniesieniu do dostępnych zdolności przesyłowych oraz standardów bezpieczeństwa, planowania i eksploatacji mających wpływ na dostępne zdolności przesyłowe.
- (30) Aby skutecznie ukierunkować niezbędne inwestycje, ceny również powinny być źródłem sygnałów wskazujących, gdzie energia elektryczna jest najbardziej potrzebna. W strefowym systemie elektroenergetycznym wysyłanie sygnałów prawidłowo wskazujących tę lokalizację wymaga spójnego, obiektywnego i wiarygodnego wyznaczenia obszarów rynkowych z zachowaniem przejrzystości. Aby zapewnić efektywną eksploatację i planowanie unijnej sieci elektroenergetycznej oraz zapewnić skuteczne sygnały cenowe dla nowych zdolności wytwórczych, odpowiedzi odbioru i infrastruktury przesyłowej, obszary rynkowe powinny odzwierciedlać strukturalne ograniczenia przesyłowe. W szczególności w celu wyeliminowania wewnętrznych ograniczeń przesyłowych nie należy zmniejszać międzyobszarowych zdolności przesyłowych.
- (31) Aby odzwierciedlić różne zasady optymalizacji obszarów rynkowych, nie zagrażając płynności rynków i inwestycjom sieciowym, należy wprowadzić dwa warianty w celu rozwiązania kwestii ograniczeń przesyłowych. Państwa członkowskie powinny mieć możliwość wyboru między zmianą konfiguracji swojego obszaru rynkowego lub środkami, takimi jak wzmocnienie i optymalizacja sieci. Punktem wyjścia takiej decyzji powinna być identyfikacja długoterminowych strukturalnych ograniczeń przesyłowych przez operatora lub operatorów systemów przesyłowych w danym państwie członkowskim, na podstawie sprawozdania europejskiej sieci operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej (zwanej dalej „ENTSO energii elektrycznej”) dotyczącego ograniczeń przesyłowych lub na podstawie przeglądu obszarów rynkowych. Państwa członkowskie powinny najpierw starać się wspólnie znaleźć najlepszy sposób rozwiązania kwestii ograniczeń przesyłowych. W tym celu państwa członkowskie mogłyby przyjąć międzynarodowe lub krajowe plany działania służące rozwiązaniu kwestii ograniczeń przesyłowych. W przypadku państw członkowskich, które przyjmują plan działania służący rozwiązaniu kwestii ograniczeń przesyłowych, stosuje się okres stopniowego, w formie trajektorii liniowej, otwierania połączeń wzajemnych. Po zakończeniu wdrażania takiego planu działania państwa członkowskie powinny mieć możliwość wyboru zmiany konfiguracji obszaru rynkowego (obszarów rynkowych) lub rozwiązania kwestii pozostałych ograniczeń przesyłowych w drodze działań zaradczych, których koszty poniosą. W tym drugim przypadku nie należy zmieniać konfiguracji ich obszarów rynkowych wbrew woli tego państwa członkowskiego, o ile osiągnięto minimalną zdolność. Minimalny poziom zdolności, który należy zastosować w skoordynowanym wyznaczaniu zdolności przesyłowych powinien stanowić odsetek zdolności krytycznego elementu sieci, zdefiniowany w następstwie procesu selekcji na podstawie rozporządzenia (UE) 2015/1222, po uwzględnieniu granic bezpieczeństwa pracy systemu w sytuacjach zdarzeń losowych lub, w przypadku metody FBA, uwzględniając takie granice. Podjęcie przez Komisję decyzji w sprawie konfiguracji obszarów rynkowych powinno być możliwe tylko w ostateczności i powinno dotyczyć tylko zmiany konfiguracji obszarów rynkowych w tych państwach członkowskich, które zdecydowały się na podział obszaru rynkowego lub nie osiągnęły minimalnego poziomu zdolności.
- (32) Efektywne obniżenie emisyjności systemu elektroenergetycznego dzięki integracji rynku wymaga systematycznego znoszenia przeszkód dla obrotu transgranicznego, aby wyeliminować rozdrobnienie rynku oraz umożliwić unijnym odbiorcom energii czerpanie pełnych korzyści ze zintegrowanych rynków energii elektrycznej oraz konkurencji.
- (33) Niniejsze rozporządzenie powinno określić podstawowe zasady taryfikacji i alokacji zdolności przesyłowych, a jednocześnie przewidywać przyjęcie wytycznych szczegółowo określających dalsze odpowiednie zasady i metody, aby umożliwić szybkie dostosowanie do zmienionych warunków.
- (34) Zarządzanie problemami ograniczeń przesyłowych powinno dawać operatorom systemów przesyłowych i uczestnikom rynku prawidłowe sygnały ekonomiczne oraz opierać się na mechanizmach rynkowych.
- (35) Na otwartym, konkurencyjnym rynku operatorzy systemów przesyłowych powinni otrzymywać z tytułu kosztów poniesionych w wyniku transgranicznych przepływów energii elektrycznej w ich sieciach rekompensatę od operatorów systemów przesyłowych, w których rozpoczynają się przepływy transgraniczne, oraz systemów, w których te przepływy się kończą.
- (36) Płatności i wpływy wynikające z rekompensat między operatorami systemów przesyłowych powinny być uwzględniane przy ustalaniu krajowych taryf sieciowych.
- (37) Rzeczywiste kwoty należne za transgraniczny dostęp do systemu mogą się znacznie różnić w zależności od uczestniczącego operatora systemu przesyłowego, a także w wyniku różnic w strukturach systemów taryfikacji stosowanych w państwach członkowskich. Dlatego też uniknięcie zakłóceń obrotu wymaga pewnego stopnia harmonizacji.

- (38) Powinny istnieć zasady wykorzystywania dochodów pochodzących z procedur zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, chyba że szczególnie charakter danego połączenia wzajemnego uzasadnia zwolnienie z tych zasad.
- (39) Aby zapewnić równe warunki działania wszystkim uczestnikom rynku, taryfy sieciowe należy stosować tak, aby nie dyskryminować pozytywnie ani negatywnie produkcji przyłączonej na poziomie dystrybucji ani produkcji przyłączonej na poziomie przesyłu. Taryfy sieciowe nie powinny dyskryminować magazynowania energii, tworzyć bodźców zniechęcających do udziału w odpowiedzi odbioru ani być przeszkodą w zwiększaniu efektywności energetycznej.
- (40) Aby zwiększyć przejrzystość i porównywalność w ustalaniu taryf w przypadku gdy wiążącej harmonizacji nie uznano za odpowiednie rozwiązanie, Europejska Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (zwana dalej „ACER”) utworzona na mocy rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 ⁽¹⁰⁾ powinna wydać sprawozdanie dotyczące najlepszych praktyk dotyczących metod ustalania taryf.
- (41) Aby lepiej zapewnić optymalne inwestycje w transeuropejską sieć energetyczną oraz lepiej sprostać wyzwaniom w przypadku gdy nie można zrealizować opłacalnych przedsięwzięć w zakresie połączeń wzajemnych z powodu braku nadania priorytetów działaniom na poziomie krajowym, należy ponownie rozważyć wprowadzenie opłat z tytułu ograniczeń zdolności przesyłowych, które powinny przyczynić się do zagwarantowania dostępności oraz utrzymania lub zwiększenia zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych.
- (42) Aby zapewnić optymalne zarządzanie siecią przesyłową energii elektrycznej oraz umożliwić w Unii transgraniczny obrót i dostawy energii elektrycznej, należy utworzyć ENTSO energii elektrycznej. Zadania ENTSO energii elektrycznej powinny być wykonywane zgodnie z unijnymi zasadami konkurencji, które mają zastosowanie również do decyzji ENTSO energii elektrycznej. Zadania ENTSO energii elektrycznej powinny być odpowiednio określone, a metody pracy powinny zapewniać efektywność i przejrzystość. Kodeksy sieci przygotowane przez ENTSO energii elektrycznej nie mają zastępować niezbędnych krajowych kodeksów sieci w odniesieniu do kwestii innych niż transgraniczne. Ponieważ postępy można osiągnąć skuteczniej dzięki przyjęciu podejścia regionalnego, operatorzy systemów przesyłowych powinni tworzyć struktury regionalne w ramach ogólnej struktury współpracy, a jednocześnie zapewnić, aby wyniki na poziomie regionalnym były zgodne z kodeksami sieci oraz z niewiązującymi dziesięcioletnimi planami rozwoju sieci na poziomie Unii. Państwa członkowskie powinny wspierać współpracę i monitorować skuteczność sieci na poziomie regionalnym. Współpraca na poziomie regionalnym powinna być zgodna z dążeniem do utworzenia konkurencyjnego i efektywnego rynku wewnętrznego energii elektrycznej.
- (43) ENTSO energii elektrycznej powinna przeprowadzić rzetelną ocenę wystarczalności zasobów na poziomie Unii w perspektywie średnio- i długoterminowej, aby zapewnić obiektywną podstawę oceny problemów z wystarczalnością. Problem z wystarczalnością zasobów, który mają rozwiązać mechanizmy zdolności wytwórczych, należy określić na podstawie oceny wystarczalności zasobów przeprowadzonej na poziomie europejskim. Ocenę tę można uzupełniać ocenami krajowymi.
- (44) Metoda oceny wystarczalności zasobów w perspektywie długoterminowej (w przedziale od następnego roku do następnych dziesięciu lat) określona w niniejszym rozporządzeniu służy innemu celowi niż ocena wystarczalności sezonowej (na następne sześć miesięcy) określona w art. 9 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 ⁽¹¹⁾. Oceny średnio- i długoterminowe służą głównie identyfikacji problemów z wystarczalnością i ocenie konieczności zastosowania mechanizmów zdolności wytwórczych, podczas gdy oceny wystarczalności sezonowej mają ostrzegać o zagrożeniach krótkoterminowych, które mogłyby wystąpić w ciągu kolejnych sześciu miesięcy i które mogą doprowadzić do znaczącego pogorszenia sytuacji w zakresie dostaw energii elektrycznej. Ponadto regionalne centra koordynacyjne prowadzą również na poziomie regionalnym oceny wystarczalności pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej. Te oceny wystarczalności, obejmujące bardzo bliski horyzont czasowy (w przedziale od następnego dnia do następnego tygodnia), wykorzystuje się w kontekście pracy systemu.
- (45) Przed wprowadzeniem mechanizmów zdolności wytwórczych państwa członkowskie powinny ocenić zakłócenia regulacyjne przyczyniające się do pogłębienia problemu z wystarczalnością zasobów. Państwa członkowskie powinny być zobowiązane do przyjęcia środków służących wyeliminowaniu stwierdzonych zakłóceń oraz powinny przyjąć harmonogram wdrażania tych środków. Mechanizmy zdolności wytwórczych należy wprowadzać wyłącznie w celu rozwiązania problemów z wystarczalnością, których nie można rozwiązać przez usunięcie takich zakłóceń.

⁽¹⁰⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (zob. s. 22 niniejszego Dziennika Urzędowego).

⁽¹¹⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE (zob. s. 1 niniejszego Dziennika Urzędowego).

- (46) Państwa członkowskie zamierzające wprowadzić mechanizmy zdolności wytwórczych powinny sformułować cele dotyczące wystarczalności zasobów w przejrzystym i możliwym do zweryfikowania procesie. Państwa członkowskie powinny móc dowolnie ustalać własny pożądany poziom bezpieczeństwa dostaw energii.
- (47) Zgodnie z art. 108 TFUE Komisja ma wyłączne kompetencje do oceny zgodności z zasadami rynku wewnętrznego środków pomocy państwa, które mogą wprowadzać państwa członkowskie. Ocenę tę należy przeprowadzić na podstawie art. 107 ust. 3 TFUE oraz zgodnie z odpowiednimi przepisami i wytycznymi, które Komisja może przyjąć w tym celu. Niniejsze rozporządzenie pozostaje bez uszczerbku dla tych wyłącznych kompetencji Komisji powierzonych na mocy TFUE.
- (48) Istniejące już mechanizmy zdolności wytwórczych należy poddać przeglądowi w świetle niniejszego rozporządzenia.
- (49) W niniejszym rozporządzeniu należy ustanowić szczegółowe przepisy ułatwiające skuteczny transgraniczny udział w mechanizmach zdolności wytwórczych. Operatorzy systemów przesyłowych powinni ułatwiać transgraniczny udział zainteresowanych wytwórców w mechanizmach zdolności wytwórczych w innych państwach członkowskich. W związku z tym powinni oni wyznaczać pułap zdolności, do jakiego udział w mechanizmach transgranicznych jest możliwy, umożliwiać ten udział i weryfikować dostępność. Organy regulacyjne powinny egzekwować przepisy dotyczące aspektów transgranicznych w państwach członkowskich.
- (50) Mechanizmy zdolności wytwórczych nie powinny prowadzić do nadmiernych rekompensat, a jednocześnie powinny zapewniać bezpieczeństwo dostaw. W związku z tym mechanizmy zdolności wytwórczych inne niż rezerwy strategiczne należy skonstruować w sposób zapewniający, aby cena płacona za gotowość automatycznie zbliżała się do zera, jeżeli oczekuje się, że poziom zdolności bez mechanizmu zdolności wytwórczych przynosiłby zysk na rynku adekwatny do osiągnięcia poziomu zapotrzebowania na te zdolności.
- (51) Aby wesprzeć państwa członkowskie i regiony, które zmagają się z wyzwaniami społecznymi, przemysłowymi i gospodarczymi wynikającymi z transformacji sektora energetycznego, Komisja ustanowiła inicjatywę na rzecz regionów węglowych i regionów zależnych od węgla. Komisja powinna w tym kontekście wspierać państwa członkowskie, w tym, w miarę możliwości, przez ukierunkowane wsparcie finansowe, aby umożliwić „sprawiedliwą transformację” w tych regionach.
- (52) Ze względu na zróżnicowanie krajowych systemów elektroenergetycznych oraz ograniczenia techniczne w istniejących sieciach elektroenergetycznych, najlepszym podejściem do osiągania postępów w integracji rynku będzie często podejście regionalne. Należy zatem wzmocnić współpracę regionalną między operatorami systemów przesyłowych. Aby zapewnić skuteczną współpracę, nowe ramy regulacyjne powinny przewidywać silniejsze zarządzanie na poziomie regionalnym oraz większy nadzór regulacyjny, w tym poprzez wzmocnienie uprawnień decyzyjnych ACER w odniesieniu do kwestii transgranicznych. Ścisła współpraca państw członkowskich potrzebna jest również w sytuacjach kryzysowych, aby zwiększyć bezpieczeństwo dostaw i ograniczyć zakłócenia na rynku.
- (53) Koordynację działań operatorów systemów przesyłowych na poziomie regionalnym sformalizowano poprzez wprowadzenie obowiązkowego udziału operatorów systemów przesyłowych w pracach regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa. Koordynację regionalną działań operatorów systemów przesyłowych należy dalej rozwijać poprzez wzmocnienie ram instytucjonalnych w drodze utworzenia regionalnych centrów koordynacyjnych. Tworząc regionalne centra koordynacyjne, należy uwzględnić dotychczasowe lub planowane regionalne inicjatywy w zakresie koordynacji oraz wspierać coraz bardziej zintegrowaną pracę systemów elektroenergetycznych w całej Unii, aby zapewnić ich efektywne i bezpieczne funkcjonowanie. Dlatego niezbędne jest zapewnienie, aby koordynacja działań operatorów systemów przesyłowych w ramach regionalnych centrów koordynacyjnych odbywała się w całej Unii. W przypadku gdy działania operatorów systemów przesyłowych w danym regionie nie są jeszcze koordynowane przez istniejące lub planowane regionalne centrum koordynacyjne, operatorzy systemów przesyłowych z tego regionu powinni utworzyć lub wyznaczyć regionalne centrum koordynacyjne.
- (54) Zakres geograficzny działalności regionalnych centrów koordynacyjnych powinien umożliwiać im skuteczne przyczynianie się do koordynacji działań operatorów systemów przesyłowych w regionach oraz prowadzić do zwiększenia bezpieczeństwa systemu i efektywności rynku. Regionalne centra koordynacyjne powinny być elastyczne, aby wykonywać swoje zadania w regionie w sposób jak najlepiej dostosowany do charakteru poszczególnych powierzonych im zadań.

- (55) Regionalne centra koordynacyjne powinny wykonywać określone zadania w przypadku gdy regionalizacja tych zadań przynosi wartość dodaną w porównaniu z ich wykonywaniem na poziomie krajowym. Zadania regionalnych centrów koordynacyjnych powinny obejmować zadania wykonywane przez regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) 2017/1485 ⁽¹²⁾, a także dodatkowe zadania w zakresie pracy systemu, funkcjonowania rynku i gotowości na wypadek zagrożeń. Zakres zadań wykonywanych przez regionalne centra koordynacyjne nie powinien obejmować pracy systemu elektroenergetycznego w czasie rzeczywistym.
- (56) Wykonując swoje zadania, regionalne centra koordynacyjne powinny przyczyniać się do osiągnięcia celów na rok 2030 i 2050 określonych w ramach polityki klimatycznej i energetycznej.
- (57) Regionalne centra koordynacyjne powinny przede wszystkim działać na rzecz systemu i funkcjonowania rynku w regionie. Dlatego też regionalnym centrom koordynacyjnym należy powierzyć – w odniesieniu do niektórych funkcji – uprawnienia niezbędne do koordynowania działań podejmowanych przez operatorów systemów przesyłowych w danym regionie pracy systemu oraz zwiększyć ich rolę doradczą w odniesieniu do pozostałych funkcji.
- (58) Ludzkie, techniczne, fizyczne i finansowe zasoby regionalnych centrów koordynacyjnych nie powinny wykraczać poza to, co ściśle niezbędne do wykonywania ich zadań.
- (59) ENTSO energii elektrycznej powinna zapewniać koordynację działań regionalnych centrów koordynacyjnych w granicach poszczególnych regionów.
- (60) Aby zwiększyć efektywność sieci dystrybucji energii elektrycznej w Unii oraz zapewnić ścisłą współpracę z operatorami systemów przesyłowych i ENTSO energii elektrycznej, należy utworzyć organizację zrzeszającą operatorów systemów dystrybucyjnych z Unii (zwaną dalej „organizacją OSD UE”). Zadania organizacji OSD UE powinny być odpowiednio określone, a jej metody pracy powinny zapewniać efektywność, przejrzystość oraz reprezentatywność poszczególnych unijnych operatorów systemów dystrybucyjnych. Organizacja OSD UE powinna w stosownych przypadkach ściśle współpracować z ENTSO energii elektrycznej przy opracowywaniu i wdrażaniu kodeksów sieci oraz opracowywać wytyczne dotyczące włączania między innymi wytwarzania rozproszonego i magazynowania energii do sieci dystrybucyjnych lub innych obszarów związanych z zarządzaniem sieciami dystrybucyjnymi. Organizacja OSD UE powinna również należycie uwzględniać specyfikę systemów dystrybucyjnych przyłączonych do systemów elektroenergetycznych na wyspach, niepołączonych z innymi systemami elektroenergetycznymi za pomocą połączeń wzajemnych.
- (61) Ścisła współpraca i koordynacja działań operatorów systemów przesyłowych jest niezbędna, aby opracować kodeksy sieci służące zapewnieniu rzeczywistego i przejrzystego transgranicznego dostępu do sieci przesyłowych i zarządzania tym dostępem oraz aby zapewnić skoordynowane i wystarczająco wybiegające w przyszłość planowanie oraz odpowiedni rozwój techniczny systemu przesyłowego w Unii, w tym tworzenie zdolności połączeń wzajemnych, z należyтым uwzględnieniem środowiska. Te kodeksy sieci powinny być zgodne z niewiązującymi wytycznymi ramowymi, które opracowuje ACER. ACER powinna uczestniczyć w opartym na faktach przeglądzie projektów kodeksów sieci, w tym pod kątem ich zgodności z wytycznymi ramowymi, oraz powinna móc zalecać ich przyjęcie przez Komisję. ACER powinna oceniać proponowane zmiany kodeksów sieci oraz móc zalecać ich przyjęcie przez Komisję. Operatorzy systemów przesyłowych powinni eksploatować swoje sieci zgodnie z tymi kodeksami sieci.
- (62) Doświadczenia zdobyte przy opracowywaniu i przyjmowaniu kodeksów sieci pokazują, że warto usprawnić proces ich opracowywania poprzez doprecyzowanie, że ACER ma prawo weryfikować projekty kodeksów sieci elektroenergetycznych przed ich przedłożeniem Komisji.
- (63) Aby zapewnić płynne funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, należy wprowadzić przepis dotyczący procedur, które umożliwią Komisji przyjęcie decyzji i wytycznych między innymi w odniesieniu do taryfikacji i alokacji zdolności przesyłowych, a jednocześnie zapewnią udział w tym procesie organów regulacyjnych, w stosownych przypadkach za pośrednictwem stowarzyszenia tych organów na poziomie Unii. Organy regulacyjne wraz z innymi odpowiednimi organami w państwach członkowskich mają do odegrania ważną rolę w przyczynianiu się do właściwego funkcjonowania rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

⁽¹²⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz.U. L 220 z 25.8.2017, s. 1).

- (64) Wszyscy uczestnicy rynku są zainteresowani spodziewanymi pracami ENTSO energii elektrycznej. Dlatego też skuteczny proces konsultacji ma istotne znaczenie, a istniejące struktury utworzone w celu ułatwienia i usprawnienia procesu konsultacji, na przykład za pośrednictwem organów regulacyjnych lub ACER, powinny ogrywać ważną rolę.
- (65) Aby zapewnić większą przejrzystość w odniesieniu do całej sieci przesyłowej energii elektrycznej w Unii, ENTSO energii elektrycznej powinna sporządzić, opublikować i regularnie aktualizować dziesięcioletni niewiążący plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym. Do tego planu rozwoju sieci należy włączyć opłacalne sieci przesyłowe energii elektrycznej oraz niezbędne regionalne połączenia wzajemne, o istotnym znaczeniu dla obrotu lub bezpieczeństwa dostaw.
- (66) Inwestycje w istotne nowe elementy infrastruktury powinny być zdecydowanie wspierane przy jednoczesnym zapewnieniu właściwego funkcjonowania rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Aby zwiększyć korzystny wpływ połączeń wzajemnych prądu stałego objętych zwolnieniem na konkurencję i bezpieczeństwo dostaw, należy zbadać zainteresowanie na rynku na etapie planowania przedsięwzięcia oraz przyjąć zasady zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. W przypadku gdy połączenia wzajemne prądu stałego znajdują się na terytorium więcej niż jednego państwa członkowskiego, w ostatniej instancji wniosek o zwolnienie powinna rozpatrzyć ACER, aby lepiej uwzględnić jego konsekwencje transgraniczne oraz ułatwić jego obsługę administracyjną. Ponadto ze względu na wyjątkowy profil ryzyka realizacji tych istotnych przedsięwzięć infrastrukturalnych objętych zwolnieniem, przedsiębiorstwa mające interesy związane z dostawami i wytwarzaniem energii elektrycznej powinny móc skorzystać z czasowego zwolnienia z obowiązku stosowania zasad pełnego rozdziału w odniesieniu do danych przedsięwzięć. Zwolnienia przyznane na mocy rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1228/2003 ⁽¹³⁾ mają nadal zastosowanie do zaplanowanej daty ich wygaśnięcia, zgodnie z decyzją o przyznaniu zwolnienia. Morska infrastruktura elektroenergetyczna spełniająca dwie funkcje (tzw. „morskie aktywa hybrydowe”), łącząca przesył morskiej energii wiatrowej na ląd i połączenia wzajemne, również powinna kwalifikować się do zwolnienia, tak jak w ramach zasad mających zastosowanie do nowych połączeń wzajemnych prądu stałego. W razie konieczności ramy regulacyjne powinny należycie uwzględniać szczególną sytuację tych aktywów, aby przewyciężyć bariery w realizacji społecznie efektywnych kosztowo morskich aktywów hybrydowych.
- (67) Aby zwiększyło się zaufanie do rynku, jego uczestnicy muszą mieć pewność, że za postępowanie noszące znamiona nadużycia można nakładać skuteczne, proporcjonalne i odstraszające sankcje. Właściwym organom należy przyznać uprawnienia do skutecznego prowadzenia dochodzeń w przypadku zarzutów o nadużycie na rynku. W tym celu niezbędne jest, aby właściwe organy miały dostęp do danych zawierających informacje o decyzjach operacyjnych podejmowanych przez dostawców. Na rynku energii elektrycznej wiele istotnych decyzji podejmuje wytwórcy, którzy powinni przechowywać informacje dotyczące tych decyzji, aby były one przez określony czas łatwo dostępne do dyspozycji właściwych organów. Właściwe organy powinny ponadto regularnie monitorować przestrzeganie zasad przez operatorów systemu przesyłowego. Mali wytwórcy, którzy nie są w stanie realnie zakłócać funkcjonowania rynku, powinni być zwolnieni z tego obowiązku.
- (68) Państwa członkowskie oraz właściwe organy powinny być zobowiązane do dostarczania Komisji stosownych informacji. Takie informacje powinny być traktowane przez Komisję jako poufne. W razie konieczności Komisja powinna mieć możliwość żądania stosownych informacji bezpośrednio od przedsiębiorstw, których to dotyczy, pod warunkiem poinformowania właściwych organów.
- (69) Państwa członkowskie powinny ustanowić przepisy dotyczące sankcji mających zastosowanie w przypadku naruszeń przepisów niniejszego rozporządzenia oraz zapewnić ich wykonywanie. Sankcje te powinny być skuteczne, proporcjonalne i odstraszające.
- (70) Państwa członkowskie, Umawiające się Strony Wspólnoty Energetycznej oraz inne państwa trzecie, które stosują niniejsze rozporządzenie lub należą do obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej, powinny ściśle współpracować we wszystkich kwestiach dotyczących rozwoju zintegrowanego obszaru obrotu energią elektryczną oraz nie powinny podejmować środków zagrażających dalszej integracji rynków energii elektrycznej lub bezpieczeństwu dostaw energii państw członkowskich i Umawiających się Stron.
- (71) W chwili przyjęcia rozporządzenia (WE) nr 714/2009 na poziomie Unii istniało niewiele przepisów dotyczących rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Od tego czasu wzrosła złożoność rynku wewnętrznego Unii ze względu na zasadnicze zmiany na rynkach, w szczególności w zakresie upowszechniania wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych o nieprzewidywalnej charakterystyce. Dlatego też kodeksy sieci i wytyczne stały się obszerne i kompleksowe oraz obejmują zarówno kwestie techniczne, jak i kwestie ogólne.

⁽¹³⁾ Rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii (Dz.U. L 176 z 15.7.2003, s. 1).

- (72) W celu zapewnienia minimalnego poziomu harmonizacji niezbędnego do skutecznego funkcjonowania rynku należy przekazać Komisji uprawnienia do przyjmowania aktów zgodnie z art. 290 TFUE w odniesieniu do elementów innych niż istotne w określonych szczególnych obszarach, mających zasadnicze znaczenie dla integracji rynku. Akty te powinny obejmować przyjmowanie i zmianę niektórych kodeksów sieci i wytycznych w przypadku gdy uzupełniają one niniejsze rozporządzenie, w zakresie współpracy regionalnej operatorów systemów przesyłowych i organów regulacyjnych, rekompensat finansowych między operatorami systemów przesyłowych, a także stosowania przepisów o zwolnieniu w przypadku nowych połączeń wzajemnych. Szczególnie ważne jest, aby w czasie prac przygotowawczych Komisja prowadziła stosowne konsultacje, w tym na poziomie ekspertów, oraz aby konsultacje te prowadzone były zgodnie z zasadami określonymi w Porozumieniu międzyinstytucjonalnym z dnia 13 kwietnia 2016 r. ⁽¹⁴⁾ w sprawie lepszego stanowienia prawa. W szczególności, aby zapewnić Parlamentowi Europejskiemu i Radzie udział na równych zasadach w przygotowaniu aktów delegowanych, instytucje te otrzymują wszelkie dokumenty w tym samym czasie co eksperci państw członkowskich, a eksperci tych instytucji mogą systematycznie brać udział w posiedzeniach grup eksperckich Komisji zajmujących się przygotowaniem aktów delegowanych.
- (73) W celu zapewnienia jednolitych warunków wykonywania niniejszego rozporządzenia należy powierzyć Komisji uprawnienia wykonawcze zgodnie z art. 291 TFUE. Uprawnienia te powinny być wykonywane zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 182/2011 ⁽¹⁵⁾. W przypadku przyjmowania tych aktów wykonawczych należy stosować procedurę sprawdzającą.
- (74) Ponieważ cel niniejszego rozporządzenia, a mianowicie zapewnienie zharmonizowanych ram transgranicznej wymiany energii elektrycznej, nie może zostać osiągnięty w sposób wystarczający przez państwa członkowskie, natomiast ze względu na jego rozmiary i skutki, możliwe jest jego lepsze osiągnięcie na poziomie Unii, może ona podjąć działania zgodnie z zasadą pomocniczości określoną w art. 5 Traktatu o Unii Europejskiej. Zgodnie z zasadą proporcjonalności określoną w tym artykule, niniejsze rozporządzenie nie wykracza poza to, co jest konieczne do osiągnięcia tego celu.
- (75) W celu zapewnienia spójności oraz pewności prawa, żaden z przepisów niniejszego rozporządzenia nie powinien uniemożliwiać stosowania odstępstw wynikających z art. 66 dyrektywy (UE) 2019/944,

PRZYMUJĄ NINIEJSZE ROZPORZĄDZENIE:

ROZDZIAŁ I

PRZEDMIOT, ZAKRES STOSOWANIA I DEFINICJE

Artykuł 1

Przedmiot i zakres stosowania

Niniejsze rozporządzenie ma na celu:

- a) określenie podstaw efektywnego osiągnięcia celów unii energetycznej, a w szczególności ram dotyczących klimatu i energii na rok 2030, przez umożliwienie wysyłania sygnałów rynkowych z myślą o zwiększonej efektywności, większym udziale odnawialnych źródeł energii, bezpieczeństwie dostaw, elastyczności, zgodności z zasadami zrównoważonego rozwoju, obniżaniu emisyjności oraz innowacyjności;
- b) określenie podstawowych zasad dobrze funkcjonujących, zintegrowanych rynków energii elektrycznej, które umożliwiają wszystkim dostawcom zasobów i odbiorcom energii elektrycznej dostęp do rynku bez dyskryminacji, wzmacniają pozycję konsumentów, zapewniają konkurencyjność na rynku światowym, a także odpowiedź odbioru, magazynowanie energii i efektywność energetyczną oraz ułatwiają agregację rozproszonego popytu i podaży, a także umożliwiają integrację rynkową i sektorową oraz wynagradzanie oparte na zasadach rynkowych wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych;

⁽¹⁴⁾ Dz.U. L 123 z 12.5.2016, s. 1.

⁽¹⁵⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 182/2011 z dnia 16 lutego 2011 r. ustanawiające przepisy i zasady ogólne dotyczące trybu kontroli przez państwa członkowskie wykonywania uprawnień wykonawczych przez Komisję (Dz.U. L 55 z 28.2.2011, s. 13).

- c) określenie uczciwych zasad transgranicznej wymiany energii elektrycznej, zwiększając tym samym konkurencję na rynku wewnętrznym energii elektrycznej, z uwzględnieniem specyfiki rynków krajowych i regionalnych, w tym wprowadzenie mechanizmu rekompensat z tytułu transgranicznego przepływu energii elektrycznej oraz określenie zharmonizowanych zasad dotyczących opłat za transgraniczne przesyłanie energii elektrycznej oraz alokację dostępnych zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych między krajowymi systemami przesyłowymi;
- d) ułatwienie powstania dobrze funkcjonującego i przejrzystego rynku hurtowego, przyczyniającego się do wysokiego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz zapewnienie mechanizmów harmonizacji zasad transgranicznej wymiany energii elektrycznej.

Artykuł 2

Definicje

Stosuje się następujące definicje:

- 1) „połączenie wzajemne” oznacza linię przesyłową, która przebiega przez granicę lub łączy obie strony granicy między państwami członkowskimi i łączy krajowe systemy przesyłowe państw członkowskich;
- 2) „organ regulacyjny” oznacza organ regulacyjny wyznaczony przez każde z państw członkowskich zgodnie z art. 57 ust. 1 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 3) „przepływ transgraniczny” oznacza fizyczny przepływ energii elektrycznej przez sieć przesyłową danego państwa członkowskiego, będący wynikiem wpływu działalności wytwórców, odbiorców, lub obu, spoza tego państwa członkowskiego na jego sieć przesyłową;
- 4) „ograniczenie przesyłowe” oznacza sytuację, gdy nie wszystkie składane przez uczestników rynku zlecenia obrotu między obszarami sieci mogą zostać wykonane, ponieważ ich realizacja w znaczącym stopniu wpłynęłaby na fizyczne przepływy energii w elementach sieci, które nie są w stanie obsłużyć tych przepływów;
- 5) „nowe połączenie wzajemne” oznacza połączenie wzajemne nieukończony do dnia 4 sierpnia 2003 r.;
- 6) „strukturalne ograniczenie przesyłowe” oznacza ograniczenie w systemie przesyłowym, które można jednoznacznie zdefiniować, które jest przewidywalne, geograficznie stabilne w czasie i często powtarza się w normalnych warunkach pracy systemu energetycznego;
- 7) „operator rynku” oznacza podmiot świadczący usługę, w której oferty sprzedaży energii elektrycznej są kojarzone z ofertami zakupu energii elektrycznej;
- 8) „wyznaczony operator rynku energii elektrycznej” lub „NEMO” oznacza operatora rynku wyznaczonego przez właściwy organ do wykonywania zadań związanych z jednolitym łączeniem rynków dnia następnego lub dnia bieżącego;
- 9) „wartość niedostarczonej energii” oznacza wyrażone w EUR/MWh oszacowanie maksymalnej ceny energii elektrycznej, którą odbiorcy są gotowi zapłacić, aby uniknąć wyłączeń;
- 10) „bilansowanie” oznacza wszystkie działania i procesy, we wszystkich horyzontach czasowych, za pomocą których operatorzy systemów przesyłowych zapewniają w sposób ciągły utrzymanie częstotliwości systemu w z góry określonym zakresie stabilności oraz spełnienie wymogu dotyczącego wielkości rezerw niezbędnych do zapewnienia wymaganej jakości;
- 11) „energia bilansująca” oznacza energię wykorzystywaną przez operatorów systemów przesyłowych do bilansowania;
- 12) „dostawca usług bilansujących” oznacza uczestnika rynku udostępniającego operatorom systemów przesyłowych energię bilansującą albo moc bilansującą, lub obie;
- 13) „moc bilansująca” oznacza wolumen mocy, który dostawca usług bilansujących zgodził się utrzymywać i w odniesieniu do którego dostawca usług bilansujących zgodził się składać operatorowi systemu przesyłowego oferty na odpowiadający mu wolumen energii bilansującej przez okres obowiązywania umowy;
- 14) „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie” oznacza uczestnika rynku lub wybranego przez niego przedstawiciela odpowiedzialnego za jego niezbilansowania na rynku energii elektrycznej;
- 15) „okres rozliczania niezbilansowania” oznacza jednostkę czasu, w odniesieniu do której wylicza się niezbilansowanie podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie;

- 16) „cena niezbilansowania” oznacza cenę, o wartości dodatniej, zerowej lub ujemnej, w poszczególnych okresach rozliczania niezbilansowania, za niezbilansowanie w każdym kierunku;
- 17) „obszar obowiązywania ceny niezbilansowania” oznacza obszar, na którym wyliczana jest cena niezbilansowania;
- 18) „proces kwalifikacji wstępnej” oznacza proces mający na celu weryfikację spełnienia przez dostawcę mocy bilansującej wymogów określonych przez operatorów systemów przesyłowych;
- 19) „rezerwa mocy” oznacza wielkość rezerw utrzymania częstotliwości, rezerw odbudowy częstotliwości lub rezerw zastępczych, które muszą być dostępne dla operatora systemu przesyłowego;
- 20) „dysponowanie priorytetowe” oznacza w odniesieniu do modelu samodzielnego dysponowania dysponowanie jednostkami wytwarzania według kryteriów innych niż ekonomiczna kolejność ofert, a w odniesieniu do modeli dysponowania centralnego również dysponowanie jednostkami wytwarzania według kryteriów innych, niż ekonomiczna kolejność ofert i ograniczenia sieciowe, przez przyznanie pierwszeństwa w dysponowaniu określonym technologiom wytwarzania;
- 21) „region wyznaczania zdolności przesyłowych” oznacza obszar geograficzny, na którym stosuje się skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych;
- 22) „mechanizm zdolności wytwórczych” oznacza tymczasowy mechanizm mający na celu zapewnienie osiągnięcia niezbędnego poziomu wystarczalności zasobów przez wynagradzanie dostępności zasobów, z wyłączeniem środków dotyczących usług pomocniczych lub zarządzania ograniczeniami przesyłowymi;
- 23) „wysokosprawna kogeneracja” oznacza kogenerację spełniającą kryteria określone w załączniku II do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE⁽¹⁶⁾;
- 24) „projekt demonstracyjny” oznacza projekt polegający na zademonstrowaniu technologii określonego rodzaju po raz pierwszy w Unii oraz stanowiący istotną innowację, która znacznie odbiega od aktualnego stanu techniki;
- 25) „uczestnik rynku” oznacza osobę fizyczną lub prawną, która kupuje, sprzedaje lub wytwarza energię elektryczną, zajmuje się agregacją lub jest operatorem odpowiedzi odbioru lub usług magazynowania energii, co obejmuje składanie zleceń transakcji na jednym lub większej liczbie rynków energii elektrycznej, w tym na rynkach bilansujących energię;
- 26) „redysponowanie” oznacza środek, w tym ograniczanie wytwarzania, aktywowany przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych lub operatorów systemów dystrybucyjnych, i polegający na zmianie schematu wytwarzania, obciążenia, lub obu, aby zmodyfikować przepływy fizyczne w systemie przesyłowym i zmniejszyć fizyczne ograniczenia przesyłowe lub w inny sposób zapewnić bezpieczeństwo systemu;
- 27) „zakupy przeciwne” oznaczają wymianę międzystrefową zainicjowaną przez operatorów systemów między dwoma obszarami rynkowymi w celu zmniejszenia fizycznych ograniczeń przesyłowych;
- 28) „jednostka wytwarzania energii” oznacza jednostkę przetwarzającą energię pierwotną w energię elektryczną i składającą się z jednego lub większej liczby modułów wytwarzania energii przyłączonego do sieci;
- 29) „model dysponowania centralnego” oznacza model grafikowania i dysponowania, w którym grafiki wytwarzania i grafiki zużycia energii, a także dysponowanie jednostkami wytwarzania energii oraz instalacjami odbiorczymi, w odniesieniu do dyspozycyjnych jednostek i instalacji, ustala operator systemu przesyłowego w zintegrowanym procesie grafikowania;
- 30) „model samodzielnego dysponowania” oznacza model grafikowania i dysponowania, w którym grafiki wytwarzania i grafiki zużycia energii, a także dysponowanie jednostkami wytwarzania energii oraz instalacjami odbiorczymi, ustalają podmioty ds. opracowywania grafików tych jednostek lub instalacji;
- 31) „standardowy produkt energii bilansującej” oznacza zharmonizowany produkt bilansujący określony przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych do celów wymiany usług bilansujących;
- 32) „specyficzny produkt energii bilansującej” oznacza produkt energii bilansującej inny, niż standardowy produkt energii bilansującej;
- 33) „operator delegowany” oznacza podmiot, któremu operator systemu przesyłowego lub NEMO przekazał konkretne zadania lub obowiązki powierzone im na mocy niniejszego rozporządzenia lub innych aktów prawnych Unii, lub któremu te zadania lub obowiązki przydzieliło państwo członkowskie lub organ regulacyjny;

⁽¹⁶⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz.U. L 315 z 14.11.2012, s. 1).

- 34) „odbiorca” oznacza odbiorcę zdefiniowanego w art. 2 pkt 1 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 35) „odbiorca końcowy” oznacza odbiorcę końcowego zdefiniowanego w art. 2 pkt 3 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 36) „odbiorca hurtowy” oznacza odbiorcę hurtowego zdefiniowanego w art. 2 pkt 2 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 37) „odbiorca będący gospodarstwem domowym” oznacza odbiorcę będącego gospodarstwem domowym zdefiniowanego w art. 2 pkt 4 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 38) „małe przedsiębiorstwo” oznacza małe przedsiębiorstwo zdefiniowane w art. 2 pkt 7 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 39) „odbiorca aktywny” oznacza odbiorcę aktywnego zdefiniowanego w art. 2 pkt 8 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 40) „rynki energii elektrycznej” oznacza rynki energii elektrycznej zdefiniowane w art. 2 pkt 9 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 41) „dostawy” oznacza dostawy zdefiniowane w art. 2 pkt 12 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 42) „umowa na dostawy energii elektrycznej” oznacza umowę na dostawy energii elektrycznej zdefiniowaną w art. 2 pkt 13 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 43) „agregacja” oznacza agregację zdefiniowaną w art. 2 pkt 18 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 44) „odpowiedź odbioru” oznacza odpowiedź odbioru zdefiniowaną w art. 2 pkt 20 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 45) „inteligentny system pomiarowy” oznacza inteligentny system pomiarowy zdefiniowany w art. 2 pkt 23 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 46) „interoperacyjność” oznacza interoperacyjność zdefiniowaną w art. 2 pkt 24 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 47) „dystrybucja” oznacza dystrybucję zdefiniowaną w art. 2 pkt 28 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 48) „operator systemu dystrybucyjnego” oznacza operatora systemu dystrybucyjnego zdefiniowanego w art. 2 pkt 29 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 49) „efektywność energetyczna” oznacza efektywność energetyczną zdefiniowaną w art. 2 pkt 30 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 50) „energia ze źródeł odnawialnych” lub „energia odnawialna” oznacza energię ze źródeł odnawialnych zdefiniowaną w art. 2 pkt 31 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 51) „wytwarzanie rozproszone” oznacza wytwarzanie rozproszone zdefiniowane w art. 2 pkt 32 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 52) „przesył” oznacza przesył zdefiniowany w art. 2 pkt 34 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 53) „operator systemu przesyłowego” oznacza operatora systemu przesyłowego zdefiniowanego w art. 2 pkt 35 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 54) „użytkownik systemu” oznacza użytkownika systemu zdefiniowanego w art. 2 pkt 36 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 55) „wytwarzanie” oznacza wytwarzanie zdefiniowane w art. 2 pkt 37 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 56) „wytwórca” oznacza wytwórcę zdefiniowanego w art. 2 pkt 38 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 57) „system wzajemnie połączony” oznacza system wzajemnie połączony zdefiniowany w art. 2 pkt 40 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 58) „mały system wydzielony” oznacza mały system wydzielony zdefiniowany w art. 2 pkt 42 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 59) „mały system połączony” oznacza mały system połączony zdefiniowany w art. 2 pkt 43 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 60) „usługa pomocnicza” oznacza usługę pomocniczą zdefiniowaną w art. 2 pkt 48 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 61) „usługa pomocnicza niezależna od częstotliwości” oznacza usługę pomocniczą niezależną od częstotliwości zdefiniowaną w art. 2 pkt 49 dyrektywy (UE) 2019/944;

- 62) „magazynowanie energii” oznacza magazynowanie energii zdefiniowane w art. 2 pkt 59 dyrektywy (UE) 2019/944;
- 63) „regionalne centrum koordynacyjne” oznacza regionalne centrum koordynacyjne ustanowione zgodnie z art. 35 niniejszego rozporządzenia;
- 64) „hurtowy rynek energii elektrycznej” oznacza hurtowy rynek energii elektrycznej zdefiniowany w art. 2 pkt 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 ⁽¹⁷⁾;
- 65) „obszar rynkowy” oznacza największy obszar geograficzny, w obrębie którego uczestnicy rynku mają możliwość wymiany energii bez alokacji zdolności przesyłowych;
- 66) „alokacja zdolności przesyłowych” oznacza przydział międzyobszarowych zdolności przesyłowych;
- 67) „obszar regulacyjny” oznacza spójną część systemu wzajemnie połączonego, eksploatowaną przez jednego operatora systemu, i obejmuje przyłączone jednostki odbiorcze lub jednostki wytwórcze, jeżeli istnieją;
- 68) „skoordynowane zdolności przesyłowe netto” oznacza metodę wyznaczania zdolności przesyłowych opartą na zasadzie oceny i określenia ex ante maksymalnej wymiany energii między sąsiadującymi obszarami rynkowymi;
- 69) „krytyczny element sieci” oznacza element sieci zlokalizowany wewnątrz obszaru rynkowego lub między obszarami rynkowymi uwzględniany w procesie wyznaczania zdolności przesyłowych, ograniczający ilość energii, która może zostać wymieniona;
- 70) „międzyobszarowe zdolności przesyłowe” oznacza zdolność systemu wzajemnie połączonego do przyjmowania transferu energii między obszarami rynkowymi;
- 71) „jednostka wytwórcza” oznacza jeden generator energii elektrycznej należący do jednostki produkcyjnej.

ROZDZIAŁ II

OGÓLNE ZASADY RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Artykuł 3

Zasady dotyczące funkcjonowania rynków energii elektrycznej

Państwa członkowskie, organy regulacyjne, operatorzy systemów przesyłowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych, operatorzy rynku oraz operatorzy delegowani zapewniają funkcjonowanie rynków energii elektrycznej zgodnie z następującymi zasadami:

- a) ceny ustala się na podstawie popytu i podaży;
- b) zasady rynkowe sprzyjają swobodnemu kształtowaniu cen i zapobiegają działaniom uniemożliwiającym kształtowanie cen na podstawie popytu i podaży;
- c) zasady rynkowe ułatwiają rozwój bardziej elastycznego wytwarzania, zrównoważonego wytwarzania niskoemisyjnego oraz bardziej elastycznego popytu;
- d) odbiorcom umożliwia się czerpanie korzyści z możliwości rynkowych i zwiększonej konkurencji na rynkach detalicznych oraz umożliwia się im działanie w charakterze uczestników rynku energii i transformacji energetyki;
- e) odbiorcom końcowym i małym przedsiębiorstwom umożliwia się uczestnictwo w rynku dzięki agregacji wytwarzania energii z wielu jednostek wytwarzania energii lub obciążenia z wielu instalacji odpowiedzi odbioru, umożliwiającej składanie wspólnych ofert na rynku energii elektrycznej oraz ich wspólną obsługę w systemie elektroenergetycznym, zgodnie z unijnym prawem konkurencji;
- f) zasady rynkowe umożliwiają obniżanie emisyjności systemu elektroenergetycznego, a zatem gospodarki, w tym przez umożliwienie integracji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz wprowadzenie zachęt do podnoszenia efektywności energetycznej;
- g) zasady rynkowe dostarczają odpowiednich zachęt do inwestowania w wytwarzanie, w szczególności do długofalowych inwestycji w bezemisyjny i zrównoważony system elektroenergetyczny, magazynowanie energii, efektywność energetyczną, odpowiedź odbioru, aby zaspokajając zapotrzebowanie na rynku, oraz ułatwiają uczciwą konkurencję, zapewniając tym samym bezpieczeństwo dostaw energii;

⁽¹⁷⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz.U. L 326 z 8.12.2011, s. 1).

- h) stopniowo eliminuje się przeszkody w transgranicznym przepływie energii elektrycznej między obszarami rynkowymi lub państwami członkowskimi oraz w zawieraniu transgranicznych transakcji na rynkach energii elektrycznej i usług powiązanych;
- i) zasady rynkowe przewidują regionalną współpracę tam, gdzie jest ona skuteczna;
- j) bezpieczne i zrównoważone wytwarzanie, magazynowanie energii i odpowiedź odbioru uczestniczą w rynku na tych samych warunkach, zgodnie z wymogami przewidzianymi w prawie Unii;
- k) wszyscy wytwórcy są bezpośrednio lub pośrednio odpowiedzialni za sprzedaż energii elektrycznej, którą wytwarzają;
- l) zasady rynkowe umożliwiają rozwój projektów demonstracyjnych dotyczących zrównoważonych, bezpiecznych i niskoemisyjnych źródeł energii, technologii lub systemów, które mają być realizowane i wykorzystywane z korzyścią dla społeczeństwa;
- m) zasady rynkowe umożliwiają efektywne dysponowanie aktywami wytwórczymi, magazynowaniem energii i odpowiedzią odbioru;
- n) zasady rynkowe umożliwiają wejście na rynek i opuszczenie rynku przedsiębiorstwom wytwarzającym energię elektryczną, magazynującym energię i dostarczającym energię elektryczną, na podstawie ich własnej oceny ekonomicznej i finansowej opłacalności swojej działalności;
- o) aby dać uczestnikom rynku możliwość ochrony przed ryzykiem wahań cen na zasadach rynkowych oraz zmniejszyć niepewność co do przyszłego zwrotu z inwestycji, długoterminowe instrumenty zabezpieczające muszą być przedmiotem przejrzystego obrotu na giełdach, a długoterminowe umowy na dostawę energii elektrycznej muszą być zbywalne na rynkach pozagiełdowych, z zastrzeżeniem zgodności z unijnym prawem konkurencji;
- p) zasady rynkowe ułatwiają obrót produktami w całej Unii, a zmiany regulacyjne uwzględniają wpływ na krótko- i długoterminowe rynki i produkty terminowe;
- q) uczestnicy rynku mają prawo uzyskać dostęp do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych na obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych warunkach.

Artykuł 4

Sprawiedliwa transformacja

Komisja wspiera państwa członkowskie, które ustanawiają krajową strategię stopniowego zmniejszania wytwarzania w istniejących jednostkach zasilanych węglem i innymi stałymi paliwami kopalnymi, a także zmniejszania zdolności wydobywczych, z wykorzystaniem wszelkich dostępnych środków, aby umożliwić „sprawiedliwą transformację” w regionach dotkniętych zmianą strukturalną. Komisja pomaga państwom członkowskim w radzeniu sobie ze społecznymi i gospodarczymi skutkami przechodzenia na czystą energię.

Komisja współpracuje na zasadach ścisłego partnerstwa z podmiotami z regionów węglowych i regionów zależnych od węgla, ułatwia dostęp do odpowiednich funduszy i programów oraz korzystanie z nich, a także zachęca do wymiany dobrych praktyk, w tym dyskusji na temat planów działania na rzecz przemysłu oraz potrzeb w zakresie przekwalifikowania zawodowego.

Artykuł 5

Odpowiedzialność za bilansowanie

1. Wszyscy uczestnicy rynku są odpowiedzialni za niezbilansowanie, które powodują w systemie („odpowiedzialność za bilansowanie”). W tym celu uczestnicy rynku sami są podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie albo na mocy umowy przekazują tę odpowiedzialność wybranemu przez siebie podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie. Każdy podmiot odpowiedzialny za bilansowanie jest odpowiedzialny finansowo za swoje niezbilansowanie i dąży do zbilansowania samego siebie lub wspiera zbilansowanie systemu elektroenergetycznego.
2. Państwa członkowskie mogą przewidzieć odstępstwa od odpowiedzialności za bilansowanie wyłącznie w odniesieniu do:
 - a) projektów demonstracyjnych dotyczących innowacyjnych technologii, z zastrzeżeniem zgody organu regulacyjnego, pod warunkiem że odstępstwa te są ograniczone do czasu i do zakresu, w jakim jest to niezbędne do osiągnięcia celów demonstracyjnych;

- b) jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii o zainstalowanej mocy elektrycznej poniżej 400 kW;
- c) instalacji korzystających ze wsparcia zatwierdzonego przez Komisję na podstawie unijnych zasad pomocy państwa zgodnie z art. 107, 108 i 109 TFUE i uruchomionych przed dniem 4 lipca 2019 r.

Państwa członkowskie mogą, bez uszczerbku dla art. 107 i 108 TFUE, wprowadzać dla uczestników rynku całkowicie lub częściowo zwolnionych z odpowiedzialności za bilansowanie zachęty do podejmowania pełnej odpowiedzialności za bilansowanie.

3. Jeżeli państwo członkowskie przewiduje odstępstwo zgodnie z ust. 2, zapewnia, aby odpowiedzialność finansową za niezbilansowania poniósł inny uczestnik rynku.

4. W przypadku jednostek wytwarzania energii uruchamianych od dnia 1 stycznia 2026 r. ust. 2 lit. b) stosuje się wyłącznie do jednostek wytwarzania wykorzystujących odnawialne źródła energii o zainstalowanej mocy elektrycznej poniżej 200 kW.

Artykuł 6

Rynek bilansujący

1. Rynki bilansujące, w tym procesy kwalifikacji wstępnej, organizuje się w taki sposób, aby:
 - a) zapewnić rzeczywisty brak dyskryminacji uczestników rynku, uwzględniając różne potrzeby techniczne systemu elektroenergetycznego oraz różne możliwości techniczne źródeł wytwarzania energii, magazynowania energii i odpowiedzi odbioru;
 - b) zapewnić przejrzystą i neutralną pod względem technologicznym definicję usług oraz ich przejrzysty i oparty na zasadach rynkowych zakup;
 - c) zapewnić niedyskryminacyjny dostęp wszystkim uczestnikom rynku, indywidualnie lub w drodze agregacji, obejmujący energię elektryczną wytworzoną z odnawialnych źródeł energii o nieprzewidywalnej charakterystyce produkcji, odpowiedź odbioru i magazynowanie energii;
 - d) respektować potrzebę uwzględniania rosnącego udziału energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł o nieprzewidywalnej charakterystyce produkcji, jak również zwiększonej zdolności reagowania strony popytowej i pojawiania się nowych technologii.
2. Ceny energii bilansującej nie mogą zostać z góry ustalone w umowie dotyczącej mocy bilansującej. Proces zakupu musi być przejrzysty zgodnie z art. 40 ust. 4 dyrektywy (UE) 2019/944 przy jednoczesnym zapewnieniu poufności szczególnie chronionych informacji handlowych.
3. Rynki bilansujące zapewniają bezpieczną pracę systemu, umożliwiając jednocześnie maksymalne wykorzystanie i efektywną alokację międzyobszarowych zdolności przesyłowych w różnych przedziałach czasowych zgodnie z art. 17.
4. Rozliczanie energii bilansującej w odniesieniu do standardowych produktów energii bilansującej i specyficznych produktów energii bilansującej opiera się na cenach krańcowych (na zasadzie pay-as-cleared), chyba że wszystkie organy regulacyjne zatwierdziły alternatywną metodę ustalania cen na podstawie wspólnej propozycji wszystkich operatorów systemu przesyłowego, która była wynikiem analizy wskazującej na większą efektywność tej alternatywnej metody.

Uczestnikom rynku umożliwia się składanie ofert zakupu w czasie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego, a czas zamknięcia bramki dla energii bilansującej nie może nastąpić przed czasem zamknięcia bramki dla międzystemowego rynku dnia bieżącego.

Operatorzy systemów przesyłowych korzystający z modelu dysponowania centralnego mogą ustanowić dodatkowe zasady zgodnie z wytycznymi w sprawie bilansowania przyjętymi na podstawie art. 6 ust. 11 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.

5. Niezbilansowania rozlicza się po cenie, która odzwierciedla wartość energii w czasie rzeczywistym.
6. Każdy obszar obowiązywania ceny niezbilansowania musi być równoważny obszarowi rynkowemu, z wyjątkiem przypadku modelu dysponowania centralnego, gdy obszar obowiązywania ceny niezbilansowania może stanowić część obszaru rynkowego.
7. Określenie wielkości rezerwy mocy dokonywane jest przez operatorów systemów przesyłowych i ułatwiane na poziomie regionalnym.

8. Zakup mocy bilansującej dokonywany jest przez operatorów systemów przesyłowych i może być ułatwiany na poziomie regionalnym. Rezerwacja transgranicznych zdolności przesyłowych w tym celu może być ograniczona. Proces zakupu mocy bilansującej realizuje się na zasadach rynkowych i organizuje w taki sposób, aby nie prowadził do zróżnicowanego traktowania uczestników rynku w procesie kwalifikacji wstępnej zgodnie z art. 40 ust. 4 dyrektywy (UE) 2019/944, niezależnie od tego, czy uczestniczą oni indywidualnie czy w drodze agregacji.

Zakup mocy bilansującej realizuje się na rynku pierwotnym, chyba że organ regulacyjny przewidział odstępstwo zezwalające na stosowanie innych form zakupu na zasadach rynkowych z powodu braku konkurencji na rynku usług bilansujących. Odstępstwa od obowiązku oparcia zakupu mocy bilansującej na korzystaniu z rynków pierwotnych poddaje się przeglądowi co trzy lata.

9. Zakupu mocy bilansującej w górę i mocy bilansującej w dół dokonuje się osobno, chyba że organ regulacyjny zatwierdzi odstępstwo od tej zasady, jeżeli ocena przeprowadzona przez operatora systemu przesyłowego wykaże, że spowodowałoby to większą efektywność ekonomiczną. Umowy dotyczące mocy bilansującej zawiera się nie później niż jeden dzień przed udostępnieniem mocy bilansującej, a okres obowiązywania umowy nie może być dłuższy niż jeden dzień, chyba że organ regulacyjny zatwierdził i w zakresie, w jakim zatwierdził wcześniejsze zawieranie umowy lub dłuższe okresy obowiązywania umowy z myślą o zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw lub poprawie efektywności ekonomicznej.

W przypadku przyznania odstępstwa, w odniesieniu do co najmniej 40 % standardowych produktów energii bilansującej i co najmniej 30 % wszystkich produktów wykorzystywanych do mocy bilansującej, umowy dotyczące mocy bilansującej zawiera się na nie więcej niż jeden dzień przed udostępnieniem mocy bilansującej, a okres obowiązywania umowy nie może być dłuższy niż jeden dzień. Umowy na pozostałą część mocy bilansującej zawiera się maksymalnie na miesiąc przed udostępnieniem mocy bilansującej, a okres obowiązywania umowy nie może być dłuższy niż jeden miesiąc.

10. Na wniosek operatora systemu przesyłowego organ regulacyjny może przedłużyć okres obowiązywania umowy na pozostałą część mocy bilansującej, o którym mowa w ust. 9, do maksymalnie dwunastu miesięcy, pod warunkiem że decyzja ta zostanie podjęta na czas określony, a pozytywne skutki w postaci obniżenia kosztów dla odbiorców końcowych będą przewyższać negatywne skutki dla rynku. Wniosek zawiera:

- a) konkretny okres, w którym zwolnienie miałyby zastosowanie;
- b) konkretny wolumen mocy bilansującej, do którego zwolnienie miałyby zastosowanie;
- c) analizę wpływu zwolnienia na udział zasobów bilansujących; oraz
- d) uzasadnienie zwolnienia wykazujące, że zwolnienie to doprowadzi do obniżenia kosztów ponoszonych przez odbiorców końcowych.

11. Niezależnie od ust. 10, od dnia 1 stycznia 2026 r., okresy obowiązywania umowy nie mogą być dłuższe niż sześć miesięcy.

12. Do dnia 1 stycznia 2028 r. organy regulacyjne przekażą Komisji i ACER sprawozdania dotyczące udziału łącznej mocy objętej umowami mającymi okres obowiązywania lub okres zakupu dłuższy niż jeden dzień.

13. Operatorzy systemów przesyłowych lub ich operatorzy delegowani publikują, w czasie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego, z opóźnieniem po dostawie nie dłuższym niż 30 minut, informacje na temat aktualnego zbilansowania systemu swoich obszarów grafików, szacowane ceny niezbilansowania oraz szacowane ceny energii bilansującej.

14. Operatorzy systemów przesyłowych mogą, w przypadku gdy standardowe produkty energii bilansującej nie wystarczają do zapewnienia bezpiecznej pracy systemu lub gdy niektóre zasoby bilansujące nie mogą uczestniczyć w rynku bilansującym poprzez standardowe produkty energii bilansującej, zaproponować, a organy regulacyjne mogą zatwierdzić, odstępstwa od ust. 2 i 4 w odniesieniu do specyficznych produktów energii bilansującej aktywowanych lokalnie bez wymienia ich z innymi operatorami systemów przesyłowych.

Wnioski o odstępstwa zawierają opis środków proponowanych w celu zminimalizowania wykorzystania produktów specyficznych pod warunkiem zapewnienia ich efektywności ekonomicznej, uzasadnienie, że produkty specyficzne nie powodują znaczącej niewydolności i zakłóceń na rynku bilansującym, na obszarze grafików albo poza nim, a w stosownych przypadkach zasady i informacje dotyczące procesu przekształcania ofert energii bilansującej ze specyficznych produktów energii bilansującej w oferty energii bilansującej ze standardowych produktów energii bilansującej.

Artykuł 7

Rynki dnia następnego i dnia bieżącego

1. Operatorzy systemów przesyłowych oraz NEMO wspólnie organizują zarządzanie zintegrowanymi rynkami dnia następnego i dnia bieżącego zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2015/1222. Operatorzy systemów przesyłowych oraz NEMO współpracują na poziomie Unii lub, jeżeli jest to bardziej odpowiednie, na poziomie regionalnym w celu maksymalizacji efektywności i skuteczności obrotu energią elektryczną na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego w Unii. Obowiązek współpracy pozostaje bez uszczerbku dla stosowania unijnego prawa konkurencji. W ramach swoich funkcji związanych z obrotem energią elektryczną operatorzy systemów przesyłowych oraz NEMO podlegają nadzorowi regulacyjnemu ze strony organów regulacyjnych zgodnie z art. 59 dyrektywy (UE) 2019/944 oraz ACER zgodnie z art. 4 i 8 rozporządzenia (UE) 2019/942.
2. Rynki dnia następnego i dnia bieżącego:
 - a) są zorganizowane w taki sposób, aby były niedyskryminacyjne;
 - b) maksymalizują zdolność wszystkich uczestników rynku do zarządzania niezbilansowaniem;
 - c) maksymalizują możliwości udziału wszystkich uczestników rynku w obrocie międzystrefowym w czasie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego we wszystkich obszarach rynkowych;
 - d) zapewniają ceny, które odzwierciedlają podstawowe prawa rynku, w tym wartość energii w czasie rzeczywistym, i na których uczestnicy rynku mogą polegać przy uzgadnianiu warunków instrumentów zabezpieczających stosowanych w dłuższym horyzoncie czasowym;
 - e) zapewniają bezpieczną pracę systemu, umożliwiając jednocześnie maksymalne wykorzystanie zdolności przesyłowych;
 - f) są przejrzyste, a jednocześnie zapewniają poufność szczególnie chronionych informacji handlowych oraz zapewniają anonimowość obrotu;
 - g) nie wprowadzają rozróżnienia między transakcjami zawieranymi w ramach danego obszaru rynkowego a transakcjami zawieranymi między różnymi obszarami rynkowymi; oraz
 - h) są zorganizowane w taki sposób, aby zapewnić wszystkim uczestnikom rynku możliwość uzyskania dostępu do rynku indywidualnie lub w drodze agregacji.

Artykuł 8

Obrót na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego

1. NEMO umożliwiają uczestnikom rynku obrót energią elektryczną w czasie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego i przynajmniej do czasu zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego.
2. NEMO zapewniają uczestnikom rynku możliwość obrotu energią elektryczną w przedziałach czasowych przynajmniej tak krótkich jak okres rozliczania niezbilansowania na rynkach dnia następnego oraz dnia bieżącego.
3. NEMO udostępniają produkty przeznaczone do obrotu na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, których wielkość jest na tyle mała, przy minimalnej wielkości ofert wynoszącej 500 kW lub mniej, aby umożliwić skuteczny udział w obrocie odpowiedzi strony popytowej, magazynowania energii i energii wytwarzanej na niewielką skalę z odnawialnych źródeł, w tym bezpośredni udział odbiorców.
4. Do dnia 1 stycznia 2021 r. okres rozliczania niezbilansowania musi wynosić 15 minut we wszystkich obszarach grafikowych, chyba że organy regulacyjne przyznały odstępstwo lub zwolnienie. Odstępstwa można przyznawać wyłącznie do dnia 31 grudnia 2024 r.

Od dnia 1 stycznia 2025 r. okres rozliczania niezbilansowania nie może przekraczać 30 minut, w przypadku gdy odstępstwo zostało przyznane przez wszystkie organy regulacyjne na obszarze synchronicznym.

Artykuł 9

Rynki terminowe

1. Zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2016/1719 operatorzy systemów przesyłowych wydają długoterminowe prawa przesyłowe lub dysponują równoważnymi środkami, aby umożliwić uczestnikom rynku, w tym właścicielom jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii, zabezpieczenie się przed ryzykiem zmiany cen poza granicami obszaru rynkowego, chyba że ocena rynku terminowego na granicach obszaru rynkowego przeprowadzona przez właściwe organy regulacyjne wykaże istnienie wystarczającej liczby instrumentów zabezpieczających w danym obszarze rynkowym.
2. Długoterminowe prawa przesyłowe przydziela się w przejrzysty i niedyskryminacyjny sposób na zasadach rynkowych za pośrednictwem wspólnej platformy alokacji.
3. Operatorom rynku przysługuje – z zastrzeżeniem zgodności z unijnym prawem konkurencji – swoboda w opracowywaniu terminowych instrumentów zabezpieczających, w tym instrumentów długoterminowych instrumentów zabezpieczających, aby zapewnić uczestnikom rynku, w tym właścicielom jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii, odpowiednie możliwości zabezpieczenia przed ryzykiem finansowym wahania cen. Państwa członkowskie nie mogą wymagać, aby tego rodzaju działania zabezpieczające były ograniczone do transakcji zawieranych w danym państwie członkowskim lub na obszarze rynkowym.

Artykuł 10

Techniczne limity cenowe

1. Nie stosuje się maksymalnego ani minimalnego limitu hurtowej ceny energii elektrycznej. Niniejszy przepis ma zastosowanie między innymi do składania ofert i rozliczania transakcji we wszystkich przedziałach czasowych i obejmuje energię bilansującą oraz ceny niezbilansowania, bez uszczerbku dla technicznych limitów cenowych, które mogą być stosowane w przedziale czasowym bilansowania oraz w przedziałach czasowych dnia następnego i dnia bieżącego zgodnie z ust. 2.
2. NEMO mogą stosować zharmonizowane limity w odniesieniu do maksymalnych i minimalnych cen rozliczeniowych dla przedziałów czasowych dnia następnego i dnia bieżącego. Limity te ustala się na wystarczająco wysokim poziomie, tak aby nie ograniczać niepotrzebnie obrotu, dokonuje się ich harmonizacji dla obszaru rynku wewnętrznego oraz uwzględnia się maksymalną wartość niedostarczonej energii. NEMO wdrażają przejrzysty mechanizm w celu automatycznego dostosowywania technicznych limitów cenowych w stosownym czasie, w przypadku gdy przewiduje się osiągnięcie ustalonych limitów. Dostosowane wyższe limity nadal mają zastosowanie do momentu, gdy w ramach tego mechanizmu konieczne będzie ich dalsze zwiększenie.
3. Operatorzy systemów przesyłowych nie mogą podejmować jakichkolwiek środków mających na celu zmianę poziomu cen hurtowych.
4. Organy regulacyjne lub, w przypadku wyznaczenia przez państwo członkowskie innego właściwego organu, takie wyznaczone właściwe organy, identyfikują polityki i środki stosowane na ich terytorium, które mogłyby pośrednio przyczynić się do zakłócenia procesu kształtowania się cen hurtowych, w tym ograniczenia ofert zakupu w związku z uruchomieniem energii bilansującej, mechanizmy zdolności wytwórczych, środki stosowane przez operatorów systemów przesyłowych, środki zmierzające do zakwestionowania wyników działania praw rynku lub mające na celu zapobieganie nadużywaniu pozycji dominującej czy też nieefektywnie określone obszary rynkowe.
5. W przypadku gdy organ regulacyjny lub wyznaczony właściwy organ zidentyfikuje politykę lub środek, które mogłyby służyć do zakłócenia procesu kształtowania się cen hurtowych, podejmuje wszelkie odpowiednie działania, aby wyeliminować lub, gdy jest to niemożliwe, ograniczyć wpływ tej polityki lub środka na zachowania w procesie składania ofert zakupu. Do dnia 5 stycznia 2020 r. państwa członkowskie składają Komisji sprawozdanie szczegółowo opisujące środki i działania, które podjęły lub zamierzają podjąć.

Artykuł 11

Wartość niedostarczonej energii

1. Do dnia 5 lipca 2020 r., w przypadku gdy jest to niezbędne do ustalenia normy niezawodności zgodnie z art. 25, organy regulacyjne lub, w przypadku gdy państwo członkowskie wyznaczyło inny właściwy organ w tym celu, takie inne wyznaczone właściwe organy, określają jednolitą szacowaną wartość wartości niedostarczonej energii dla swojego

terytorium. Tę szacowaną wartość podaje się do wiadomości publicznej. Organy regulacyjne lub inne wyznaczone właściwe organy mogą określić różne szacowane wartości dla poszczególnych obszarów rynkowych, jeżeli ich terytorium obejmuje kilka obszarów rynkowych. W przypadku gdy obszar rynkowy składa się z terytoriów należących do więcej niż jednego państwa członkowskiego, organy regulacyjne, których to dotyczy, lub inne wyznaczone właściwe organy określają jednolitą szacowaną wartość niedostarczonej energii dla tego obszaru rynkowego. Określając jednolitą szacowaną wartość niedostarczonej energii, organy regulacyjne lub inne wyznaczone właściwe organy stosują metodę, o której mowa w art. 23 ust. 6.

2. Organy regulacyjne oraz wyznaczone właściwe organy aktualizują swoje szacowane wartości niedostarczonej energii przynajmniej raz na pięć lat, lub częściej, jeżeli zaobserwują znaczącą zmianę.

Artykuł 12

Dysponowanie jednostkami wytórczymi i odpowiedzialnością odbioru

1. Dysponowanie jednostkami wytwarzania energii i odpowiedzialnością odbioru musi odbywać się w sposób niedyskryminacyjny, przejrzysty oraz, o ile ust. 2–6 nie stanowią inaczej, na zasadach rynkowych.

2. Bez uszczerbku dla art. 107, 108 i 109 TFUE państwa członkowskie zapewniają, aby dysponując jednostkami wytwarzania, operatorzy systemów nadawali priorytet jednostkom wytwarzania wykorzystującym odnawialne źródła energii, w zakresie, w jakim pozwala na to bezpieczna eksploatacja krajowego systemu elektroenergetycznego, w oparciu o przejrzyste i niedyskryminacyjne kryteria oraz w przypadku gdy takimi jednostkami wytwarzania energii są:

- a) jednostki wytwarzania energii wykorzystujące odnawialne źródła energii i dysponujące zainstalowaną mocą elektryczną poniżej 400 kW; albo
- b) projekty demonstracyjne dotyczące innowacyjnych technologii, z zastrzeżeniem zgody organu regulacyjnego, pod warunkiem że taki priorytet jest ograniczony do czasu i do zakresu, w jakim jest to niezbędne do osiągnięcia celów demonstracyjnych.

3. Państwo członkowskie może podjąć decyzję o niestosowaniu dysponowania priorytetowego do jednostek wytwarzania energii, o których mowa w ust. 2 lit. a), które zaczęły działać co najmniej sześć miesięcy po podjęciu tej decyzji, lub o stosowaniu minimalnej zdolności niższej niż określona w ust. 2 lit. a), pod warunkiem że:

- a) ma dobrze funkcjonujące rynki dnia bieżącego oraz inne rynki hurtowe i bilansujące oraz że rynki te są w pełni dostępne dla wszystkich uczestników rynku zgodnie z niniejszym rozporządzeniem;
- b) zasady redysponowania i zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi są przejrzyste dla wszystkich uczestników rynku;
- c) krajowy wkład państw członkowskich w realizację ogólnego wiążącego celu Unii dotyczącego udziału energii ze źródeł odnawialnych zgodnie z art. 3 ust. 2 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001⁽¹⁸⁾ i art. 4 lit. a) pkt 2 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999⁽¹⁹⁾ jest co najmniej równy odpowiedniej wartości obliczonej na podstawie wzoru określonego w załączniku II do rozporządzenia (UE) 2018/1999, a udział energii ze źródeł odnawialnych w przypadku danego państwa członkowskiego znajduje się co najmniej na poziomie jego punktów odniesienia, o których mowa w art. 4 lit. a) pkt 2 rozporządzenia (UE) 2018/1999, lub alternatywnie udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii elektrycznej brutto danego państwa członkowskiego wynosi co najmniej 50 %;
- d) państwo członkowskie zgłosiło Komisji planowane odstępstwo, szczegółowo opisując, w jaki sposób spełniono warunki określone w lit. a), b) i c); oraz
- e) państwo członkowskie opublikowało planowane odstępstwo, wraz ze szczegółowym uzasadnieniem przyznania tego odstępstwa, w razie konieczności odpowiednio uwzględniając ochronę szczególnie chronionych informacji handlowych.

Przy każdym odstępstwie unika się zmian z mocą wsteczną w odniesieniu do jednostek wytwarzania, które już korzystają z dysponowania priorytetowego, niezależnie od jakiegokolwiek dobrowolnego porozumienia między państwem członkowskim a operatorem jednostki wytwarzania.

⁽¹⁸⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U. L 328 z 21.12.2018, s. 82).

⁽¹⁹⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (UE) 2015/652 oraz uchylecia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz.U. L 328 z 21.12.2018, s. 1).

Bez uszczerbku dla art. 107, 108 i 109 TFUE państwa członkowskie mogą wprowadzać dla jednostek, które kwalifikują się do dysponowania priorytetowego, zachęty do dobrowolnej rezygnacji z dysponowania priorytetowego.

4. Bez uszczerbku dla art. 107, 108 i 109 TFUE państwa członkowskie mogą przewidzieć dysponowanie priorytetowe energią elektryczną pochodzącą z jednostek wytwarzania energii wykorzystujących wysokosprawną kogenerację o zainstalowanej mocy elektrycznej poniżej 400 kW.

5. W przypadku jednostek wytwarzania energii uruchomionych począwszy od dnia 1 stycznia 2026 r. ust. 2 lit. a) ma zastosowanie wyłącznie do jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii o zainstalowanej mocy elektrycznej poniżej 200 kW.

6. Bez uszczerbku dla umów zawartych przed dniem 4 lipca 2019 r. jednostki wytwarzania energii wykorzystujące odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację, które uruchomiono przed dniem 4 lipca 2019 r. i które w momencie uruchomienia podlegały dysponowaniu priorytetowemu zgodnie z art. 15 ust. 5 dyrektywy 2012/27/UE lub art. 16 ust. 2 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE⁽²⁰⁾, nadal korzystają z dysponowania priorytetowego. Dysponowanie priorytetowe przestaje mieć zastosowanie do takich jednostek wytwarzania energii od dnia, w którym jednostkę wytwarzania energii poddano znaczącym modyfikacjom, co uznaje się, że ma miejsce co najmniej w przypadku, gdy wymagana jest nowa umowa przyłączeniowa lub w przypadku gdy zdolności wytwórcze jednostki wytwarzania energii uległy zwiększeniu.

7. Dysponowanie priorytetowe nie może zagrażać bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, nie może być wykorzystywane jako uzasadnienie ograniczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych w stopniu większym niż przewidziano w art. 16 oraz musi opierać się na przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach.

Artykuł 13

Redysponowanie

1. Redysponowanie jednostkami wytwarzania oraz redysponowanie odpowiedzią odbioru musi opierać się na obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach. Musi być otwarte dla wszystkich technologii wytwarzania, magazynowania energii i odpowiedzi odbioru, w tym tych znajdujących się w innych państwach członkowskich, chyba że jest to technicznie niewykonalne.

2. Zasoby redysponowane wybiera się spośród jednostek wytwarzania, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru z wykorzystaniem mechanizmów opartych na zasadach rynkowych oraz wypłaca się z ich tytułu rekompensatę finansową. Oferty energii bilansującej używane do redysponowania nie mogą określać ceny energii bilansującej.

3. Redysponowanie jednostkami wytwarzania, magazynowaniem energii i odpowiedzią odbioru, które nie opiera się na zasadach rynkowych, może być stosowane wyłącznie w przypadku gdy:

- a) brak jest alternatywnego rozwiązania opartego na zasadach rynkowych;
- b) wyczerpano wszystkie zasoby dostępne na zasadach rynkowych;
- c) liczba dostępnych jednostek wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru jest zbyt niska, aby zapewnić skuteczną konkurencję na obszarze, na którym znajdują się odpowiednie jednostki na potrzeby świadczenia usługi; lub
- d) aktualny stan sieci prowadzi do tak regularnych i przewidywalnych ograniczeń przesyłowych, że redysponowanie oparte na zasadach rynkowych doprowadziłoby do regularnego składania ofert strategicznych, co podniosłoby poziom wewnętrznych ograniczeń przesyłowych, a dane państwo członkowskie przyjęło plan działania w celu rozwiązania kwestii ograniczeń przesyłowych, albo zapewnia minimalną zdolność dostępną w obrocie międzystrefowym zgodnie z art. 16 ust. 8.

4. Operatorzy systemów przesyłowych oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych przedkładają przynajmniej raz w roku właściwemu organowi regulacyjnemu sprawozdanie dotyczące:

- a) poziomu rozwoju i skuteczności opartych na zasadach rynkowych mechanizmów redysponowania w odniesieniu do jednostek wytwarzania energii, magazynowania energii oraz odpowiedzi odbioru;

⁽²⁰⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz.U. L 140 z 5.6.2009, s. 16).

- b) ilości energii w MWh i rodzajów źródeł wytwórczych poddanych redysponowaniu wraz z uzasadnieniem;
- c) środków zastosowanych w celu zmniejszenia w przyszłości potrzeby redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy w odniesieniu do jednostek wytwarzania wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację, łącznie z inwestycjami w cyfryzację infrastruktury sieci i w usługi zwiększającymi elastyczność.

Organ regulacyjny przedkłada sprawozdanie ACER oraz publikuje podsumowanie danych, o których mowa w akapicie pierwszym lit. a), b) i c), w razie konieczności wraz z zaleceniami dotyczącymi usprawnień.

5. Z zastrzeżeniem wymogów dotyczących utrzymania niezawodności i bezpieczeństwa sieci, w oparciu o przejrzyste i niedyskryminacyjne kryteria ustanowione przez organy regulacyjne, operatorzy systemów przesyłowych oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych:

- a) gwarantują zdolność sieci przesyłowych i dystrybucyjnych do przesyłania energii elektrycznej wytworzonej z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii lub wysokosprawnej kogeneracji przy jak najmniejszym redysponowaniu, przy czym nie może uniemożliwiać to uwzględniania przy planowaniu sieci redysponowania na ograniczoną skalę, w przypadku gdy operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego jest w stanie wykazać w przejrzysty sposób, że rozwiązanie to jest efektywniejsze ekonomicznie i dotyczy nie więcej niż 5 % rocznej wielkości energii wytwarzanej w instalacjach wykorzystujących odnawialne źródła energii bezpośrednio podłączonych do ich odpowiedniej sieci, chyba że państwo członkowskie, w którym energia elektryczna pochodząca z jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację stanowi ponad 50 % ostatecznej rocznej wielkości krajowego zużycia energii elektrycznej brutto, postanowi inaczej;
- b) podejmują odpowiednie środki operacyjne z zakresu sieci i rynku w celu minimalizacji redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii lub z wysokosprawnej kogeneracji;
- c) zapewniają wystarczającą elastyczność swoich sieci, tak aby byli w stanie nimi zarządzać.

6. W przypadku stosowania redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy, które nie opiera się na zasadach rynkowych, zastosowanie mają następujące zasady:

- a) jednostki wytwarzania energii wykorzystujące odnawialne źródła energii podlegają redysponowaniu prowadzącemu do obniżenia mocy tylko wówczas, gdy nie istnieją inne rozwiązania alternatywne lub jeżeli inne rozwiązania skutkowałyby znacząco niewspółmiernymi kosztami lub powodowały poważne zagrożenia bezpieczeństwa sieci;
- b) energia elektryczna wytwarzana w procesie wysokosprawnej kogeneracji podlega redysponowaniu prowadzącemu do obniżenia mocy tylko wówczas, gdy nie istnieją inne – poza redysponowaniem prowadzącym do obniżenia mocy jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii – rozwiązania alternatywne lub jeżeli inne rozwiązania skutkowałyby niewspółmiernymi kosztami lub powodowały poważne zagrożenia bezpieczeństwa sieci;
- c) energia elektryczna wytwarzana we własnym zakresie w instalacjach wytwarzania wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację, która nie jest wprowadzana do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, nie podlega redysponowaniu prowadzącemu do obniżenia mocy, chyba że żadne inne rozwiązanie nie pozwoliłoby na rozwiązanie kwestii związanych z bezpieczeństwem sieci;
- d) redysponowanie prowadzące do obniżenia mocy zgodnie z lit. a), b) i c) uzasadnia się w należyty i przejrzysty sposób. Uzasadnienie to uwzględnia się w sprawozdaniu przewidzianym w ust. 3.

7. W przypadku zastosowania redysponowania, które nie opiera się na zasadach rynkowych, takie redysponowanie podlega rekompensacie finansowej wypłacanej przez operatora systemu, który wydał polecenie redysponowania, na rzecz operatora objętej redysponowaniem jednostki wytwarzania, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru, z wyjątkiem wytwórców, którzy zaakceptowali umowę przyłączeniową niegwarantującą niezawodnych dostaw energii. Taka rekompensata finansowa musi być co najmniej równa wyższej z następujących kwot lub jest ich połączeniem, jeżeli zastosowanie jedynie wyższej kwoty prowadziłoby do nieuzasadnionej niskiej lub nieuzasadnionej wysokiej rekompensaty:

- a) kwota dodatkowych kosztów operacyjnych poniesionych w wyniku redysponowania, takich jak dodatkowe koszty paliwa w przypadku redysponowania prowadzącego do zwiększenia mocy lub koszty zapewnienia ciepła zapasowego w przypadku redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy jednostek wytwarzania energii wykorzystujących wysokosprawną kogenerację;
- b) przychody netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego, które jednostka wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru wygenerowałaby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania; w przypadku gdy jednostkom wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru przyznano wsparcie finansowe na podstawie ilości wytworzonej lub zużytej energii elektrycznej, wsparcie finansowe, które byłoby otrzymane, gdyby nie wydano polecenia redysponowania, uznaje się za część przychodów netto.

ROZDZIAŁ III

DOSTĘP DO SIECI I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI PRZESYŁOWYMI

SEKCJA 1

Alokacja zdolności przesyłowych

Artykuł 14

Przegląd obszarów rynkowych

1. Państwa członkowskie podejmują wszelkie właściwe środki, aby rozwiązać kwestię ograniczeń przesyłowych. Granice obszaru rynkowego wytycza się w oparciu o długoterminowe strukturalne ograniczenia sieci przesyłowej. Na obszarach rynkowych nie mogą występować takie strukturalne ograniczenia przesyłowe, chyba że nie wywierają one żadnego wpływu na sąsiadujące obszary rynkowe lub – na zasadzie czasowego zwolnienia – ich wpływ na sąsiadujące obszary rynkowe jest ograniczony działaniami zaradczymi i takie strukturalne ograniczenia przesyłowe nie prowadzą do obniżenia zdolności do obrotu międzystrefowego zgodnie z wymogami art. 16. Konfigurację obszarów rynkowych w Unii projektuje się w taki sposób, aby zmaksymalizować efektywność ekonomiczną i możliwości obrotu międzystrefowego zgodnie z art. 16, przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa dostaw energii.

2. Co trzy lata ENTSO energii elektrycznej sporządza sprawozdanie dotyczące strukturalnych ograniczeń przesyłowych i innych istotnych ograniczeń fizycznych między obszarami rynkowymi oraz w obrębie tych obszarów, w tym lokalizacji i częstotliwości takich ograniczeń zgodnie z wytycznymi w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009. Sprawozdanie to zawiera ocenę, czy zdolność do obrotu międzystrefowego osiągnęła trajektorię liniową zgodnie z art. 15 lub minimalną zdolność zgodnie z art. 16 niniejszego rozporządzenia.

3. W celu zapewnienia optymalnej konfiguracji obszarów rynkowych przeprowadza się przegląd obszarów rynkowych. W ramach przeglądu identyfikuje się wszystkie strukturalne ograniczenia przesyłowe oraz dokonuje analizy różnych konfiguracji obszarów rynkowych w skoordynowany sposób przy udziale zainteresowanych stron, na których ma to wpływ, ze wszystkich właściwych państw członkowskich zgodnie z wytycznymi w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009. Obecne obszary rynkowe podlegają ocenie na podstawie ich zdolności do stworzenia niezawodnego otoczenia rynkowego, w tym pod względem elastyczności w zakresie mocy wytwórczych i obciążalności, co ma kluczowe znaczenie dla zapobiegania „wąskim gardłom” w sieci, zachowania równowagi między popytem a podażą energii elektrycznej oraz zapewnienia długoterminowego bezpieczeństwa inwestycji w infrastrukturę sieciową.

4. Do celów niniejszego artykułu oraz art. 15 niniejszego rozporządzenia, właściwymi państwami członkowskimi, operatorami systemów przesyłowych lub organami regulacyjnymi są państwa członkowskie, operatorzy systemów przesyłowych oraz organy regulacyjne, które uczestniczą w przeglądzie konfiguracji obszarów rynkowych, jak również te, które znajdują się w tym samym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z wytycznymi w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.

5. Do dnia 5 października 2019 r. wszyscy właściwi operatorzy systemów przesyłowych przedkładają propozycję metody i założeń, które mają być wykorzystywane w procesie przeglądu obszarów rynkowych, oraz rozpatrywane alternatywne konfiguracje obszarów rynkowych do zatwierdzenia przez odpowiednie organy regulacyjne. Odpowiednie organy regulacyjne podejmują jednogłośnie decyzję w sprawie propozycji w ciągu trzech miesięcy od jej przedłożenia. W przypadku gdy organy regulacyjne nie są w stanie podjąć jednogłośnie decyzji w sprawie propozycji w tym terminie, ACER, w dodatkowym terminie trzech miesięcy, podejmuje decyzję w sprawie metody i założeń, oraz w sprawie rozpatrywanych alternatywnych konfiguracji obszarów rynkowych. Metoda opiera się na strukturalnych ograniczeniach przesyłowych, których pokonania nie należy się spodziewać w kolejnych trzech latach, z należyty uwzględnieniem wymiernych postępów w realizacji przedsięwzięć na rzecz rozwoju infrastruktury, których zakończenie przewiduje się w kolejnych trzech latach.

6. W oparciu o metodę i założenia zatwierdzone zgodnie z ust. 5 operatorzy systemów przesyłowych uczestniczący w przeglądzie obszarów rynkowych nie później niż 12 miesięcy po zatwierdzeniu metody i założeń zgodnie z ust. 5 przedkładają właściwym państwom członkowskim lub ich wyznaczonym właściwym organom wspólną propozycję zmiany lub utrzymania konfiguracji obszarów rynkowych. Inne państwa członkowskie, Umawiające się Strony Wspólnoty Energetycznej lub inne państwa trzecie dzielące ten sam obszar synchroniczny z którymkolwiek właściwym państwem członkowskim mogą przedstawiać uwagi.

7. W przypadku gdy strukturalne ograniczenia przesyłowe zostały zidentyfikowane w sprawozdaniu zgodnie z ust. 2 niniejszego artykułu lub w procesie przeglądu obszarów rynkowych zgodnie z niniejszym artykułem lub przez jednego

lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych na ich obszarach regulacyjnych w sprawozdaniu zatwierdzonym przez właściwy organ regulacyjny, państwo członkowskie ze stwierdzonymi strukturalnymi ograniczeniami przesyłowymi, we współpracy ze swymi operatorami systemu przesyłowego, podejmuje w ciągu sześciu miesięcy od otrzymania sprawozdania decyzję o przygotowaniu krajowego lub międzynarodowego planu działania zgodnie z art. 15 albo o dokonaniu przeglądu i zmiany konfiguracji jego obszarów rynkowych. O decyzjach tych natychmiast powiadamia się Komisję oraz ACER.

8. W przypadku tych państw członkowskich, które zdecydowały się na zmianę konfiguracji obszarów rynkowych zgodnie z ust. 7, właściwe państwa członkowskie podejmują jednogłośnie decyzję w ciągu sześciu miesięcy od powiadomienia, o którym mowa w ust. 7. Inne państwa członkowskie mogą przedłożyć właściwemu państwu członkowskiemu uwagi, które powinny zostać przez nie wzięte pod uwagę w momencie podejmowania ich decyzji. Decyzję uzasadnia się i powiadamia się o niej Komisję i ACER. W przypadku gdy właściwe państwa członkowskie nie podejmą jednogłośnie decyzji w ciągu sześciu miesięcy, natychmiast powiadamiają o tym Komisję. Komisja, w ostateczności, po konsultacji z ACER przyjmuje decyzję w sprawie zmiany lub utrzymania konfiguracji obszarów rynkowych w państwach członkowskich i pomiędzy nimi w terminie sześciu miesięcy od otrzymania takiego powiadomienia.

9. Przed przyjęciem decyzji przewidzianej w niniejszym artykule państwa członkowskie i Komisja konsultują się z właściwymi zainteresowanymi stronami.

10. W każdej decyzji przyjętej na podstawie niniejszego artykułu określa się datę wdrożenia każdej zmiany. Ta data wdrożenia pozwala pogodzić konieczność szybkiego działania oraz względy praktyczne, w tym obrót energią elektryczną na rynkach terminowych. W decyzji można określić odpowiednie rozwiązania przejściowe.

11. W przypadku zainicjowania dalszych przeglądów obszarów rynkowych zgodnie z wytycznymi w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 zastosowanie ma niniejszy artykuł.

Artykuł 15

Plany działania

1. Po przyjęciu decyzji zgodnie z art. 14 ust. 7 państwo członkowskie ze stwierdzonymi strukturalnymi ograniczeniami przesyłowymi opracowuje plan działania we współpracy ze swoim organem regulacyjnym. Ten plan działania zawiera konkretny harmonogram przyjmowania środków mających na celu zmniejszenie stwierdzonych strukturalnych ograniczeń przesyłowych w terminie czterech lat od przyjęcia decyzji zgodnie z art. 14 ust. 7.

2. Niezależnie od konkretnych postępów w realizacji planu działania, państwo członkowskie zapewnia, aby – bez uszczerbku dla odstępstw przyznanych na podstawie art. 16 ust. 19 lub przypadków odejścia od skoordynowanych działań zgodnie z art. 16 ust. 3 – zdolności przesyłowe na potrzeby obrotu międzystrefowego wzrastały co roku aż do osiągnięcia minimalnej zdolności przewidzianej w art. 16 ust. 8. Ta minimalna zdolność musi zostać osiągnięta do dnia 31 grudnia 2025 r.

Ten coroczny wzrost osiąga się za pomocą trajektorii liniowej. Punktem początkowym tej trajektorii jest zdolność przesyłowa zaalokowana na granicy lub na krytycznym elemencie sieci w roku poprzedzającym przyjęcie planu działania albo średnia z trzech lat przed przyjęciem planu działania, w zależności od tego, która z tych wartości jest wyższa. Państwa członkowskie zapewniają, aby przy wdrażaniu swoich planów działania zdolność przesyłowa dostępna do obrotu międzystrefowego, która ma być zgodna z art. 16 ust. 8, była co najmniej równa wartościom trajektorii liniowej, w tym poprzez stosowanie działań zaradczych w danym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych.

3. Koszty działań zaradczych niezbędnych do osiągnięcia trajektorii liniowej, o której mowa w ust. 2, lub udostępnienia międzyobszarowych zdolności przesyłowych na granicach lub krytycznych elementach sieci, których dotyczy plan działania, ponosi państwo członkowskie lub państwa członkowskie wdrażające plan działania.

4. Co roku, podczas wdrażania planu działania oraz w okresie sześciu miesięcy od jego wygaśnięcia, właściwi operatorzy systemów przesyłowych oceniają w odniesieniu do poprzednich 12 miesięcy, czy dostępne transgraniczne zdolności przesyłowe osiągnęły trajektorię liniową lub, od dnia 1 stycznia 2026 r., czy minimalna zdolność przewidziana w art. 16 ust. 8 została osiągnięta. Przedkładają swoje oceny ACER oraz odpowiednim organom regulacyjnym. Przed sporządzeniem sprawozdania każdy operator systemu przesyłowego przekazuje do zatwierdzenia swojemu organowi regulacyjnemu swój wkład do sprawozdania, w tym wszystkie istotne dane.

5. W odniesieniu do tych państw członkowskich, w przypadku których oceny, o których mowa w ust. 4, wykazały, że operator systemu przesyłowego nie dostosował się do trajektorii liniowej, właściwe państwa członkowskie, w ciągu sześciu miesięcy od otrzymania sprawozdania wraz z oceną, o którym mowa w ust. 4, podejmują jednogłośnie decyzję w sprawie zmiany lub utrzymania konfiguracji obszarów rynkowych w tych państwach członkowskich i pomiędzy nimi. W swojej decyzji właściwe państwa członkowskie biorą pod uwagę wszelkie uwagi zgłoszone przez inne państwa członkowskie. Decyzję właściwych państw członkowskich uzasadnia się i powiadamia się o niej Komisję oraz ACER.

Jeżeli właściwe państwa członkowskie nie podejmą jednogłośnie decyzji zgodnie z określonym harmonogramem, natychmiast powiadamiają o tym Komisję. W terminie sześciu miesięcy od otrzymania takiego powiadomienia, Komisja, w ostateczności oraz po konsultacji z ACER oraz właściwymi zainteresowanymi stronami, przyjmuje decyzję w sprawie zmiany lub utrzymania konfiguracji obszarów rynkowych w tych państwach członkowskich i pomiędzy nimi.

6. Sześć miesięcy przed wygaśnięciem planu działania państwo członkowskie ze stwierdzonymi strukturalnymi ograniczeniami przesyłowymi decyduje, czy rozwiązać pozostałe kwestie ograniczeń przesyłowych w drodze zmiany swojego obszaru rynkowego, czy też rozwiązać pozostałe kwestie wewnętrznych ograniczeń przesyłowych w drodze działań zaradczych, których koszty pokryje.

7. W przypadku gdy nie ustanowiono żadnego planu działania w terminie sześciu miesięcy od stwierdzenia strukturalnych ograniczeń przesyłowych zgodnie z art 14 ust. 7, właściwi operatorzy systemów przesyłowych w terminie 12 miesięcy od stwierdzenia takich strukturalnych ograniczeń przesyłowych oceniają, czy dostępne transgraniczne zdolności przesyłowe osiągnęły minimalną zdolność przewidzianą w art. 16 ust. 8 w poprzednich 12 miesiącach oraz przedkładają sprawozdanie wraz z oceną odpowiednim organom regulacyjnym oraz ACER.

Przed sporządzeniem sprawozdania każdy operator systemu przesyłowego przesyła do zatwierdzenia swojemu krajowemu organowi regulacyjnemu swój wkład do sprawozdania, w tym wszystkie istotne dane. W przypadku gdy ocena wykazała, że operator systemu przesyłowego nie osiągnął minimalnej zdolności, zastosowanie ma proces podejmowania decyzji określony w ust. 5 niniejszego artykułu.

Artykuł 16

Ogólne zasady alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi

1. Problemy ograniczeń przesyłowych sieci rozwiązuje się za pomocą niedyskryminacyjnych i opartych na zasadach rynkowych środków dających skuteczne sygnały ekonomiczne zaangażowanym uczestnikom rynku i operatorom systemów przesyłowych. Problemy ograniczeń przesyłowych sieci rozwiązuje się przy użyciu metod nieopartych na transakcjach, czyli metod, które nie zawierają elementu wyboru między umowami poszczególnych uczestników rynku. Podejmując środki operacyjne mające na celu zapewnienie utrzymania swoich systemów przesyłowych w normalnym stanie, operator systemu przesyłowego uwzględnia wpływ tych środków na sąsiadujące obszary regulacyjne oraz koordynuje takie środki z innymi operatorami systemów przesyłowych, na których ma to wpływ, jak przewidziano w rozporządzeniu (UE) 2015/1222.

2. Procedury ograniczania transakcji stosuje się jedynie w sytuacjach awaryjnych, czyli w przypadku gdy operator systemu przesyłowego musi działać szybko, a redysponowanie lub zakupy przeciwne nie są możliwe. Każdą taką procedurę stosuje się w sposób niedyskryminacyjny. Z wyjątkiem przypadków siły wyższej uczestnicy rynku, którym przydzielono zdolność, otrzymują rekompensatę za każde takie ograniczenie.

3. Regionalne centra koordynacyjne dokonują skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z ust. 4 i 8 niniejszego artykułu, jak przewidziano w art. 37 ust. 1 lit. a) oraz w art. 42 ust. 1.

Regionalne centra koordynacyjne wyznaczają międzyobszarowe zdolności przesyłowe uwzględniając granice bezpieczeństwa pracy systemu z wykorzystaniem danych od operatorów systemów przesyłowych, w tym danych dotyczących technicznej dostępności działań zaradczych, nie włączając w to wyłączenia obciążenia. W przypadku gdy regionalne centra koordynacyjne stwierdzą, że te dostępne działania zaradcze w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych lub pomiędzy regionami wyznaczania zdolności przesyłowych nie wystarczą do osiągnięcia trajektorii liniowej zgodnie z art. 15 ust. 2 lub minimalnych zdolności przewidzianych w ust. 8 niniejszego artykułu, przy jednoczesnym uwzględnieniu granic bezpieczeństwa pracy systemu, mogą w ostateczności ustanowić skoordynowane działania służące odpowiedniemu zmniejszeniu międzyobszarowych zdolności przesyłowych. Operatorzy systemów przesyłowych mogą odejść od skoordynowanych działań w odniesieniu do skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych i skoordynowanej analizy bezpieczeństwa tylko zgodnie z art. 42 ust. 2.

Przed upływem trzech miesięcy po uruchomieniu regionalnych centrów koordynacyjnych zgodnie z art. 35 ust. 2 niniejszego rozporządzenia, a następnie co trzy miesiące, regionalne centra koordynacyjne przedkładają odpowiednim organom regulacyjnym oraz ACER sprawozdanie dotyczące każdego zmniejszenia zdolności przesyłowych lub odejścia od skoordynowanych działań zgodnie z akapitem drugim oraz dokonują oceny efektów i, w razie konieczności, wydają zalecenia dotyczące sposobu uniknięcia takiego odejścia od skoordynowanych działań w przyszłości. Jeżeli ACER stwierdzi, że warunki wstępne odejścia od skoordynowanych działań zgodnie z niniejszym ustępem nie zostały spełnione lub mają charakter strukturalny, przedkłada opinię odpowiednim organom regulacyjnym oraz Komisji. Właściwe organy regulacyjne podejmują odpowiednie działania wobec operatorów systemów przesyłowych lub regionalnych centrów koordynacyjnych zgodnie z art. 59 lub 62 dyrektywy (UE) 2019/944 jeżeli warunki wstępne odejścia od skoordynowanych działań zgodnie z niniejszym ustępem nie zostały spełnione.

Plan działania, o którym mowa w art. 14 ust. 7, lub aktualizacja istniejącego planu działania odnoszą się do przypadków odejścia od skoordynowanych działań o charakterze strukturalnym.

4. Uczestnikom rynku udostępnia się maksymalny poziom zdolności połączeń wzajemnych oraz sieci przesyłowych, na które wpływają przepływy transgraniczne, spełniając standardy bezpieczeństwa pracy sieci. W celu maksymalizacji dostępnych zdolności przesyłowych, aby osiągnąć minimalną zdolność przewidzianą w ust. 8 stosuje się zakupy przeciwne i redysponowanie, w tym redysponowanie transgraniczne. Aby umożliwić taką maksymalizację, stosuje się skoordynowany i niedyskryminacyjny proces transgranicznych działań zaradczych, zgodnie z metodą podziału kosztów redysponowania i zakupów przeciwnych.

5. Zdolność przesyłową alokuje się w drodze aukcji typu explicit dotyczących zdolności przesyłowych lub aukcji typu implicit dotyczących zarówno zdolności przesyłowych, jak i energii. Obie metody mogą funkcjonować jednocześnie dla tego samego połączenia wzajemnego. Na potrzeby obrotu na rynku dnia bieżącego stosuje się notowania ciągłe, których uzupełnienie mogą stanowić aukcje.

6. W przypadku ograniczeń przesyłowych wygrywa najwyższa ważna oferta dotycząca przepustowości sieci, oferująca najwyższą wartość za ograniczoną zdolność przesyłową w danym przedziale czasowym, niezależnie od tego, czy została złożona w ramach aukcji typu implicit czy explicit. Ustalanie cen bazowych w ramach metod alokacji zdolności przesyłowych jest dozwolone wyłącznie w przypadku nowych połączeń wzajemnych, które korzystają ze zwolnienia na podstawie art. 7 rozporządzenia (WE) nr 1228/2003, art. 17 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 lub art. 63 niniejszego rozporządzenia.

7. Zdolności przesyłowe są przedmiotem swobodnego obrotu na rynku wtórnym, pod warunkiem że operator systemu przesyłowego zostanie o tym fakcie poinformowany z odpowiednim wyprzedzeniem. W przypadku gdy operator systemu przesyłowego sprzeciwia się jakimkolwiek obrotowi (transakcji) na rynku wtórnym, w jasny i przejrzysty sposób komunikuje i wyjaśnia to wszystkim uczestnikom rynku oraz powiadamia o tym organ regulacyjny.

8. Operatorzy systemów przesyłowych nie mogą ograniczać wielkości zdolności połączeń wzajemnych, która ma być udostępniona uczestnikom rynku, w celu zaradzenia ograniczeniom przesyłowemu w ramach ich własnego obszaru rynkowego lub jako sposób zarządzania przepływami wynikającymi z transakcji zawieranych wewnątrz obszarów rynkowych. Bez uszczerbku dla stosowania odstępstw na podstawie ust. 3 i 9 niniejszego artykułu oraz dla stosowania art. 15 ust. 2, wymogi niniejszego ustępu uznaje się za spełnione w przypadku osiągnięcia następujących minimalnych poziomów zdolności dostępnych do obrotu międzystrefowego:

- a) w przypadku granic, na których stosuje się podejście oparte na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto, minimalna zdolność wynosi 70 % zdolności przesyłowych przy uwzględnieniu granic bezpieczeństwa pracy systemu po odliczeniu zdarzeń losowych, zgodnie z wytycznymi w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009;
- b) w przypadku granic, na których stosuje się metodę FBA, minimalna zdolność stanowi margines ustalony w procesie wyznaczania zdolności przesyłowych, dostępny dla przepływów wynikających z wymiany międzystrefowej. Margines wynosi 70 % zdolności przy uwzględnieniu granic bezpieczeństwa pracy wewnątrzstrefowych i międzystrefowych krytycznych elementów sieci, z uwzględnieniem zdarzeń losowych, zgodnie z wytycznymi w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.

Całkowitą wartość 30 % można wykorzystać na potrzeby marginesów niezawodności, przepływów kołowych i przepływów wewnętrznych na każdym krytycznym elemencie sieci.

9. Na wniosek operatorów systemów przesyłowych z regionu wyznaczania zdolności przesyłowych odpowiednie organy regulacyjne mogą przyznać odstępstwo od ust. 8 z przewidywalnych przyczyn, w przypadku gdy jest to konieczne do utrzymania bezpieczeństwa operacyjnego. Takiego odstępstwa, które nie mogą dotyczyć ograniczania zdolności przesyłowych przydzielonych już na podstawie ust. 2, przyznaje się każdorazowo na okres nieprzekraczający roku lub, o ile zakres odstępstwa zmniejszy się znacząco po pierwszym roku, do maksymalnie dwóch lat. Zakres takich odstępstw jest bezwzględnie ograniczony do tego, co jest konieczne do utrzymania bezpieczeństwa operacyjnego, a w ramach takich odstępstw unika się dyskryminacji między wymianami wewnątrzstrefowymi i międzystrefowymi.

Przed przyznaniem odstępstwa odpowiedni organ regulacyjny konsultuje się z organami regulacyjnymi innych państw członkowskich wchodzących w skład regionów wyznaczania zdolności przesyłowych, na które ma to wpływ. W przypadku gdy jeden z organów regulacyjnych nie zgadza się z proponowanym odstępstwem, decyzję w sprawie przyznania odstępstwa podejmuje ACER zgodnie z art. 6 ust. 10 lit. a) rozporządzenia (UE) 2019/942. Uzasadnienie i powody przyznania odstępstwa zostają opublikowane.

W przypadku gdy przyznano odstępstwo, właściwy operator systemu przesyłowego opracowuje i publikuje metodę i przedsięwzięcia mające zapewnić długoterminowe rozwiązanie kwestii, którą rozwiązać ma odstępstwo. Odstępstwo wygasa z upływem terminu odstępstwa lub w momencie zastosowania rozwiązania, w zależności od tego, który z tych terminów przypada wcześniej.

10. Ze stosownym wyprzedzeniem w stosunku do danego okresu eksploatacyjnego uczestnicy rynku informują odpowiednich operatorów systemów przesyłowych, czy zamierzają wykorzystać przydzielone im zdolności. Każda niewykorzystana przydzielona zdolność jest ponownie udostępniana na rynku w sposób otwarty, przejrzysty i niedyskryminacyjny.

11. W miarę możliwości technicznych operatorzy systemów przesyłowych bilansują zapotrzebowanie na wszelkie przepływy mocy w przeciwnym kierunku na ograniczonym przesyłowo połączeniu wzajemnym, aby maksymalnie wykorzystać zdolność tego połączenia. Z pełnym uwzględnieniem bezpieczeństwa sieci nie można odmówić przeprowadzenia transakcji zmniejszających ograniczenia przesyłowe.

12. Konsekwencjami finansowymi niewypełnienia obowiązków związanych z alokacją zdolności przesyłowych obciąża się operatorów systemów przesyłowych lub NEMO, którzy są za takie niewypełnienie obowiązków odpowiedzialni. W przypadku gdy uczestnicy rynku nie wykorzystują zdolności przesyłowych, które zobowiązali się wykorzystać, lub – w przypadku zdolności przesyłowych będących przedmiotem aukcji typu explicit – nie odsprzedadzą tych zdolności przesyłowych na rynku wtórnym ani nie zwrócą w stosownym terminie, ci uczestnicy rynku tracą prawa do tych zdolności przesyłowych oraz uiszczają opłatę odzwierciedlającą koszty. Wszelkie opłaty odzwierciedlające koszty nakładane z tytułu niewykorzystania zdolności przesyłowych muszą być uzasadnione i proporcjonalne. Jeżeli operator systemu przesyłowego nie wypełnia swojego obowiązku zapewnienia niezawodnych zdolności przesyłowych, odpowiedzialny jest za zrekompensowanie uczestnikowi rynku utraty praw do zdolności przesyłowych. W tym celu nie uwzględnia się strat następczych. Kluczowe pojęcia i metody stosowane przy określaniu odpowiedzialności powstałej w przypadku niewypełnienia obowiązków określa się z wyprzedzeniem w odniesieniu do konsekwencji finansowych oraz poddaje przeglądowi przez odpowiedni organ regulacyjny.

13. Przy podziale kosztów działań zaradczych pomiędzy operatorów systemów przesyłowych organy regulacyjne analizują, w jakim zakresie przepływy wynikające z transakcji zawieranych wewnątrz obszarów rynkowych przyczyniają się do ograniczeń przesyłowych między dwoma obserwowanymi obszarami rynkowymi, oraz na podstawie udziału w ograniczeniach przesyłowych dzielą koszty między operatorów systemów przesyłowych z obszarów rynkowych odpowiedzialnych za powstanie tych przepływów, z wyjątkiem kosztów związanych z przepływami wynikającymi z transakcji zawieranych wewnątrz obszarów rynkowych i będących poniżej poziomu, którego można by oczekiwać gdyby strukturalnych ograniczeń przesyłowych na danym obszarze rynkowym nie było.

Poziom ten jest analizowany i ustalany wspólnie przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych z danego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych dla każdej poszczególnej granicy obszaru rynkowego oraz podlega zatwierdzeniu przez wszystkie krajowe organy regulacyjne tego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych.

Artykuł 17

Alokacja międzyobszarowych zdolności przesyłowych w różnych przedziałach czasowych

1. Operatorzy systemów przesyłowych ponownie wyznaczają dostępne międzyobszarowe zdolności przesyłowe przynajmniej po czasie zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia następnego i dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego. W kolejnym procesie alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych operatorzy systemów przesyłowych dokonują alokacji dostępnych międzyobszarowych zdolności przesyłowych oraz wszelkich pozostałych międzyobszarowych zdolności przesyłowych, których uprzednio nie przydzielono, a także wszelkich międzyobszarowych zdolności przesyłowych zwolnionych przez posiadaczy fizycznych praw przesyłowych z uprzednich alokacji zdolności przesyłowych.

2. Operatorzy systemów przesyłowych proponują odpowiednią strukturę alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych w różnych przedziałach czasowych, w tym na rynku dnia następnego, rynku dnia bieżącego i rynku bilansującym. Taka struktura alokacji podlega przeglądowi przez odpowiednie organy regulacyjne. Przygotowując swoją propozycję, operatorzy systemów przesyłowych uwzględniają:

a) specyfikę rynków;

- b) warunki operacyjne systemu elektroenergetycznego, takie jak skutki kompensowania grafików zgłoszonych na stałe;
 - c) poziom harmonizacji udziałów procentowych przydzielonych do różnych okresów i okresów przyjętych w poszczególnych działających już mechanizmach alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych.
3. W przypadku gdy po czasie zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego dostępne są międzyobszarowe zdolności przesyłowe, operatorzy systemów przesyłowych wykorzystują je do celów wymiany energii bilansującej lub przeprowadzenia procesu kompensowania niezbilansowań.
4. W przypadku alokacji międzyobszarowej zdolności przesyłowej na potrzeby wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw zgodnie z art. 6 ust. 8 niniejszego rozporządzenia operatorzy systemów przesyłowych stosują metody opracowane w wytycznych dotyczących bilansowania przyjętych na podstawie art. 6 ust. 11 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.
5. Operatorzy systemów przesyłowych nie mogą zwiększać marginesu niezawodności obliczonego zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2015/1222 z powodu wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw.

SEKCJA 2

Oplaty sieciowe oraz dochód z ograniczeń przesyłowych

Artykuł 18

Oplaty za dostęp do sieci, korzystanie z sieci i wzmocnienie sieci

1. Oplaty za dostęp do sieci stosowane przez operatorów sieci, w tym opłaty za przyłączenie do sieci, opłaty za korzystanie z sieci oraz, w stosownych przypadkach, opłaty za odpowiednie wzmocnienie sieci, odzwierciedlają koszty, muszą być przejrzyste, uwzględniają potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa i elastyczności sieci oraz odzwierciedlają rzeczywiście poniesione koszty w zakresie, w jakim odpowiadają one kosztom ponoszonym przez operatora sieci o porównywalnej efektywności i strukturze, oraz stosowane są w sposób niedyskryminacyjny. Oplaty te nie obejmują niepowiązanych kosztów wspierających niepowiązane cele strategiczne.

Bez uszczerbku dla art. 15 ust. 1 i 6 dyrektywy 2012/27/UE oraz kryteriów w załączniku XI do tej dyrektywy, metoda stosowana do ustalania opłat sieciowych neutralnie wspiera ogólną efektywność systemu w ujęciu długoterminowym za pomocą sygnałów cenowych dla odbiorców i wytwórców, i w szczególności jest stosowana w sposób, który nie prowadzi do dyskryminacji pozytywnej lub negatywnej produkcji przyłączonej na poziomie dystrybucji względem produkcji przyłączonej na poziomie przesyłu. Oplaty sieciowe nie mogą prowadzić do pozytywnej ani negatywnej dyskryminacji magazynowania energii i agregacji oraz nie mogą tworzyć bodźców zniechęcających do samodzielnego wytwarzania i konsumpcji lub udziału w odpowiedzi odbioru. Bez uszczerbku dla ust. 3 niniejszego artykułu, opłaty te nie mogą być związane z odległością.

2. Metody ustalania taryf odzwierciedlają koszty stałe ponoszone przez operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych oraz zapewniają odpowiednie zachęty dla operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych w krótko- i długoterminowej perspektywie w celu zwiększenia efektywności, w tym efektywności energetycznej, zwiększania integracji rynku i bezpieczeństwa dostaw energii, a także wspierania efektywnych inwestycji, wspierania powiązanych działań badawczych, oraz ułatwiania innowacji w interesie konsumentów w dziedzinach takich jak cyfryzacja, usługi na rzecz elastyczności i połączenia wzajemne.

3. W stosownych przypadkach poziom taryf stosowanych wobec wytwórców lub odbiorców końcowych, lub obu, dostarcza sygnałów lokalizacyjnych na poziomie Unii oraz uwzględnia wielkość strat sieciowych i powodowane ograniczenia przesyłowe, a także koszty inwestycji infrastrukturalnych.

4. Przy ustalaniu opłat za dostęp do sieci bierze się pod uwagę następujące czynniki:

- a) płatności i przychody wynikające z mechanizmu rozliczania rekompensat międzyoperatorskich;
 - b) płatności rzeczywiście dokonane i otrzymane, a także płatności oczekiwane w przyszłości, oszacowane na podstawie poprzednich okresów.
5. Ustalanie opłat za dostęp do sieci na podstawie niniejszego artykułu pozostaje bez uszczerbku dla opłat wynikających z zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, o których mowa w art. 16.
6. Nie stosuje się szczególnych opłat sieciowych w poszczególnych transakcjach w ramach międzystrefowego obrotu energią elektryczną.

7. Taryfy dystrybucyjne muszą odzwierciedlać koszty korzystania przez użytkowników systemu, w tym odbiorców aktywnych, z sieci dystrybucyjnej. Taryfy dystrybucyjne mogą obejmować elementy zdolności przyłączeniowej do sieci i mogą być zróżnicowane w zależności od profilu zużycia lub wytwarzania użytkowników systemu. W przypadku gdy państwa członkowskie wdrożyły rozwiązania przewidujące wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, organy regulacyjne biorą pod uwagę taryfy sieciowe uzależnione od pory dnia przy ustalaniu lub zatwierdzaniu taryf przesyłowych i taryf dystrybucyjnych lub metod ich ustalania zgodnie z art. 59 dyrektywy (UE) 2019/944, a w stosownych przypadkach mogą być wprowadzone taryfy sieciowe uzależnione od pory dnia w celu odzwierciedlenia korzystania z sieci, w sposób przejrzysty, efektywny kosztowo i przewidywalny dla odbiorców końcowych.

8. Metody ustalania taryf dystrybucyjnych wprowadzają dla operatorów systemów dystrybucyjnych zachęty do jak najbardziej efektywnego kosztowo działania i rozwoju ich sieci, w tym przez pozyskiwanie usług. W tym celu organy regulacyjne uznają odnośne koszty za kwalifikowalne, uwzględniają te koszty w taryfach dystrybucyjnych oraz mogą wprowadzać cele w zakresie skuteczności działania, aby zachęcić operatorów systemów dystrybucyjnych do zwiększania efektywności ich sieci, w tym dzięki efektywności energetycznej, elastyczności oraz rozwojowi inteligentnych sieci i inteligentnych systemów pomiarowych.

9. W celu ograniczenia ryzyka fragmentacji rynku, do dnia 5 października 2019 r. ACER przedstawi sprawozdanie z najlepszych praktyk dotyczących metod ustalania taryf przesyłowych i taryf dystrybucyjnych, przy jednoczesnym uwzględnieniu specyfiki krajowej. W tym sprawozdaniu z najlepszych praktyk ACER odnosi się przynajmniej do następujących kwestii:

- a) relacja taryf stosowanych wobec wytwórców do taryf stosowanych wobec odbiorców końcowych;
- b) koszty podlegające odzyskaniu za pomocą taryf;
- c) uzależnienie taryf sieciowych od pory dnia;
- d) sygnały lokalizacyjne;
- e) relacja między taryfami przesyłowymi a taryfami dystrybucyjnymi;
- f) metody zapewnienia przejrzystości przy ustalaniu wysokości i struktury taryf;
- g) grupy użytkowników sieci podlegające taryfom, w tym w stosownych przypadkach specyfika tych grup, formy zużycia energii i wszelkie zwolnienia taryfowe;
- h) straty w sieciach wysokiego, średniego i niskiego napięcia.

ACER aktualizuje sprawozdanie z najlepszych praktyk przynajmniej raz na dwa lata.

10. Organ regulacyjny należycie uwzględniają sprawozdanie z najlepszych praktyk przy ustalaniu lub zatwierdzaniu taryf przesyłowych i taryf dystrybucyjnych lub metod ich ustalania zgodnie z art. 59 dyrektywy (UE) 2019/944.

Artykuł 19

Dochód z ograniczeń przesyłowych

1. Procedury zarządzania ograniczeniami przesyłowymi dotyczące określonego przedziału czasowego mogą generować dochody tylko w przypadku wystąpienia ograniczeń przesyłowych w tym przedziale czasowym, z wyłączeniem przypadków nowych połączeń wzajemnych korzystających ze zwolnienia na podstawie art. 63 niniejszego rozporządzenia, art. 17 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 lub art. 7 rozporządzenia (WE) nr 1228/2003. Procedura podziału tych dochodów podlega przeglądowi przeprowadzanemu przez organy regulacyjne oraz nie może ona zakłócać procesu alokacji na korzyść jakiegokolwiek strony występującej o zdolność lub o energię ani zniechęcać do zmniejszania ograniczeń przesyłowych.

2. W odniesieniu do przydzielania wszelkich dochodów wynikających z alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych pierwszeństwo mają następujące cele:

- a) zagwarantowanie rzeczywistej dostępności przydzielonej zdolności, w tym odszkodowania z tytułu gwarancji; lub
- b) utrzymywanie lub zwiększanie międzyobszarowych zdolności przesyłowych poprzez optymalizację wykorzystania istniejących połączeń wzajemnych dzięki skoordynowanym działaniom zaradczym, w stosownych przypadkach, lub pokrycie kosztów związanych z inwestycjami w sieć, które mają znaczenie dla zmniejszenia ograniczeń przesyłowych na połączeniu wzajemnym.

3. W przypadku gdy priorytetowe cele określone w ust. 2 zostaną odpowiednio zrealizowane, przychody można wykorzystać jako dochód uwzględniany przez organy regulacyjne przy zatwierdzaniu metod obliczania taryf sieciowych lub ustalania taryf sieciowych, lub obu. Pozostałe przychody umieszcza się na odrębnym koncie wewnętrznym do czasu, kiedy będzie można je wydać na cele określone w ust. 2.

4. Wykorzystanie przychodów zgodnie z ust. 2 lit. a) lub b) odbywa się zgodnie z metodą zaproponowaną przez operatorów systemów przesyłowych po konsultacji z organami regulacyjnymi i właściwymi zainteresowanymi stronami oraz po zatwierdzeniu przez ACER. Operatorzy systemów przesyłowych przedkładają ACER proponowaną metodę do dnia 5 lipca 2020 r., a ACER podejmuje decyzję w sprawie proponowanej metody w terminie sześciu miesięcy od jej otrzymania.

ACER może wystąpić do operatorów systemów przesyłowych o zmianę lub aktualizację metody, o której mowa w akapicie pierwszym. ACER podejmuje decyzję w sprawie zmienionej lub zaktualizowanej metody nie później niż w terminie sześciu miesięcy po jej przedłożeniu.

Metoda określa co najmniej warunki, na jakich przychody mogą być wykorzystane do celów, o których mowa w ust. 2, oraz warunki, na jakich przychody te mogą zostać umieszczone na odrębnym koncie wewnętrznym z myślą o ich wykorzystaniu w przyszłości do tych celów, a także czas, na jaki przychody te mogą zostać umieszczone na takim koncie.

5. Operatorzy systemów przesyłowych z wyprzedzeniem wyraźnie określają sposób wykorzystania wszelkich dochodów z ograniczeń przesyłowych oraz składają organom regulacyjnym sprawozdanie z faktycznego wykorzystania tych dochodów. Do dnia 1 marca każdego roku, organy regulacyjne informują ACER oraz publikują sprawozdanie przedstawiające:

- a) kwotę przychodów uzyskanych w okresie 12 miesięcy kończącym się w dniu 31 grudnia poprzedniego roku;
- b) sposób wykorzystania tych przychodów zgodnie z ust. 2, w tym konkretne przedsięwzięcia, na które wykorzystano te dochody, oraz kwoty umieszczone na odrębnym koncie;
- c) kwoty wykorzystane podczas obliczania taryf sieciowych; oraz
- d) weryfikację, czy kwota, o której mowa w lit. c), jest zgodna z niniejszym rozporządzeniem oraz metodą opracowaną zgodnie z ust. 3 i 4.

W przypadku gdy część przychodów z ograniczeń przesyłowych jest wykorzystywana podczas obliczania taryf sieciowych, w sprawozdaniu przedstawia się sposób, w jaki operatorzy systemów przesyłowych zrealizowali priorytetowe cele określone w ust. 2, w stosownych przypadkach.

ROZDZIAŁ IV

WYSTARCZALNOŚĆ ZASOBÓW

Artykuł 20

Wystarczalność zasobów na rynku wewnętrznym energii elektrycznej

1. Państwa członkowskie monitorują wystarczalność zasobów na swoim terytorium w oparciu o ocenę wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, o której mowa w art. 23. W celu uzupełnienia oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim państwa członkowskie mogą również przeprowadzić oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym zgodnie z art. 24.

2. W przypadku gdy w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, o której mowa w art. 23, lub w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, o której mowa w art. 24, stwierdzono problem z wystarczalnością zasobów, dane państwa członkowskie identyfikują wszelkie zakłócenia regulacyjne lub niedoskonałości rynku, które spowodowały wystąpienie tego problemu lub się do niego przyczyniły.

3. Państwa członkowskie, w których stwierdzono problemy z wystarczalnością zasobów, opracowują i publikują plan wdrażania wraz z harmonogramem przyjmowania środków mających na celu wyeliminowanie stwierdzonych zakłóceń regulacyjnych lub niedoskonałości rynku w ramach procesu pomocy państwa. Przy rozwiązywaniu problemów z wystarczalnością zasobów, państwa członkowskie biorą pod uwagę w szczególności zasady określone w art. 3 oraz rozważają:

- a) usunięcie zakłóceń regulacyjnych;
- b) zniesienie limitów cenowych zgodnie z art. 10;

- c) wprowadzenie funkcji ustalania cen odzwierciedlających niedobór w odniesieniu do energii bilansującej zgodnie z art. 44 ust. 3 rozporządzenia 2017/2195;
 - d) zwiększenie przepustowości połączeń wzajemnych i sieci wewnętrznej z myślą o osiągnięciu co najmniej ich celów w zakresie połączeń wzajemnych, o których mowa w art. 4 ust. 1 lit. d) rozporządzenia (UE) 2018/1999;
 - e) umożliwienie samodzielnego wytwarzania, magazynowania energii, środków po stronie popytowej i efektywności energetycznej poprzez przyjęcie środków w celu wyeliminowania stwierdzonych zakłóceń regulacyjnych;
 - f) zapewnienie efektywnego kosztowo i opartego na zasadach rynkowych zakupu mocy bilansującej i usług pomocniczych;
 - g) zniesienie cen regulowanych w przypadku gdy wymaga tego art. 5 dyrektywy (UE) 2019/944.
4. Dane państwa członkowskie przedkładają swoje plany wdrażania Komisji celem przeglądu.
 5. W terminie czterech miesięcy od otrzymania planu wdrażania Komisja wydaje opinię, czy środki te są wystarczające do wyeliminowania zakłóceń regulacyjnych lub niedoskonałości rynku stwierdzonych zgodnie z ust. 2, i może wezwać państwa członkowskie do wprowadzenia odpowiednich zmian w ich planach wdrażania.
 6. Dane państwa członkowskie monitorują stosowanie swoich planów wdrażania oraz publikują wyniki monitorowania w sprawozdaniu rocznym i przedkładają to sprawozdanie Komisji.
 7. Komisja wydaje opinię, czy plany wdrażania zostały w wystarczający sposób wdrożone i czy problem z wystarczalnością zasobów został rozwiązany.
 8. Po rozwiązaniu stwierdzonego problemu z wystarczalnością zasobów państwa członkowskie nadal stosują plan wdrażania.

Artykuł 21

Ogólne zasady dotyczące mechanizmów zdolności wytwórczych

1. Aby wyeliminować pozostałe problemy z wystarczalnością zasobów, państwa członkowskie mogą w ostateczności wprowadzić mechanizmy zdolności wytwórczych, wdrażając jednocześnie środki, o których mowa w art. 20 ust. 3 niniejszego rozporządzenia, zgodnie z art. 107, 108 i 109 TFUE.
2. Przed wprowadzeniem mechanizmów zdolności wytwórczych dane państwa członkowskie przeprowadzają kompleksowe badanie dotyczące możliwego wpływu takich mechanizmów na sąsiadujące państwa członkowskie, konsultując się przynajmniej ze swoimi sąsiadującymi państwami członkowskimi, z których siecią posiadają bezpośrednie połączenie, oraz z zainteresowanymi stronami w tych państwach członkowskich.
3. Państwa członkowskie oceniają, czy mechanizm zdolności wytwórczych w postaci rezerwy strategicznej jest w stanie rozwiązać problemy z wystarczalnością zasobów. Jeżeli tak nie jest, państwa członkowskie mogą wdrożyć inny rodzaj mechanizmu zdolności wytwórczych.
4. Państwa członkowskie nie mogą wprowadzać mechanizmów zdolności wytwórczych w przypadku, gdy zarówno w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, jak i w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie krajowym lub, w przypadku braku oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, nie stwierdzono problemu z wystarczalnością zasobów.
5. Państwa członkowskie nie mogą wprowadzać mechanizmów zdolności wytwórczych przed zaopiniowaniem przez Komisję, zgodnie z art. 20 ust. 5, planu wdrażania, o którym mowa w art. 20 ust. 3.
6. W przypadku gdy państwo członkowskie stosuje mechanizm zdolności wytwórczych, dokonuje przeglądu tego mechanizmu zdolności wytwórczych oraz zapewnia, aby nie zawierano w ramach tego mechanizmu nowych umów w przypadku, gdy zarówno w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, jak i w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie krajowym lub, w przypadku braku oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, nie stwierdzono problemu z wystarczalnością zasobów lub Komisja nie zaopiniowała zgodnie z art. 20 ust. 5 planu wdrażania, o którym mowa w art. 20 ust. 3.
7. Podczas projektowania mechanizmów zdolności wytwórczych państwa członkowskie wprowadzają przepis umożliwiający efektywne stopniowe wycofanie administracyjne mechanizmu zdolności wytwórczych w przypadku gdy w ciągu trzech kolejnych lat nie zawarto żadnych nowych umów zgodnie z ust. 6.

8. Mechanizmy zdolności wytwórczych są tymczasowe. Komisja zatwierdza je na okres nie dłuższy niż 10 lat. Są one stopniowo wycofywane lub zmniejsza się ilość zaangażowanych zdolności wytwórczych w oparciu o plany wdrażania, o których mowa w art. 20. Po wprowadzeniu mechanizmu zdolności wytwórczych państwa członkowskie nadal stosują plan wdrażania.

Artykuł 22

Zasady projektowania mechanizmów zdolności wytwórczych

1. Wszelkie mechanizmy zdolności wytwórczych:

- a) są tymczasowe;
- b) nie powodują nieuzasadnionych zakłóceń rynku i nie ograniczają obrotu międzystrefowego;
- c) nie wykraczają poza to, co jest konieczne do rozwiązania problemów z wystarczalnością, o którym mowa w art. 20;
- d) dokonują selekcji dostawców zdolności wytwórczych w drodze przejrzystego, niedyskryminacyjnego i konkurencyjnego procesu;
- e) wprowadzają zachęty dla dostawców zdolności wytwórczych, aby byli oni dostępni w okresach oczekiwanego przeciążenia systemu;
- f) zapewniają ustalanie wynagrodzenia w drodze konkurencyjnego procesu;
- g) ustalają techniczne warunki uczestnictwa dostawców zdolności wytwórczych z wyprzedzeniem przed rozpoczęciem procesu selekcji;
- h) są otwarte na udział wszystkich zasobów które są w stanie spełnić wymagane parametry techniczne, w tym magazynowania energii i zarządzania stroną popytową;
- i) stosują odpowiednie sankcje wobec dostawców zdolności wytwórczych, którzy nie są dostępni podczas przeciążenia systemu.

2. Projektowanie rezerw strategicznych spełnia następujące wymogi:

- a) w przypadku gdy mechanizm zdolności wytwórczych został zaprojektowany jako rezerwa strategiczna, jej zasobami dysponuje się tylko jeśli operatorzy systemów przesyłowych prawdopodobnie wyczerpią swoje środki bilansujące, aby osiągnąć równowagę między popytem a podażą;
- b) w okresach rozliczania niezbilansowania, w przypadku gdy zasoby w rezerwie strategicznej zostały rozdysponowane, niezbilansowanie na rynku rozlicza się co najmniej na poziomie wartości niedostarczonej energii lub wartości wyższej niż techniczny limit cenowy na rynku dnia bieżącego, o którym mowa w art. 10 ust. 1, w zależności od tego, która z tych wartości jest wyższa;
- c) produkcję będącą wynikiem dysponowania rezerwy strategicznej przypisuje się podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie za pośrednictwem mechanizmu rozliczania niezbilansowania;
- d) zasoby należące do rezerwy strategicznej nie otrzymują wynagrodzenia z hurtowych rynków energii elektrycznej lub z rynków bilansujących;
- e) zasoby w rezerwie strategicznej są poza rynkiem co najmniej przez okres obowiązywania umowy.

Wymóg, o którym mowa w akapicie pierwszym lit. a), pozostaje bez uszczerbku dla uruchamiania zasobów przed rzeczywistym rozdysponowaniem w celu uwzględnienia ograniczeń rampowania oraz spełnienia wymogów eksploatacyjnych zasobów. Produkcja będąca wynikiem uruchomienia zasobów rezerwy strategicznej nie może być przypisana do grup bilansujących na rynkach hurtowych i nie może zmieniać ich niezbilansowania.

3. Oprócz wymogów określonych w ust. 1, mechanizmy zdolności wytwórczych inne niż rezerwy strategiczne:

- a) są skonstruowane w taki sposób, aby zapewnić, by cena płacona za dostępność automatycznie zmierzała do zera, gdy przewidywany poziom podaży zdolności wytwórczych będzie odpowiedni do pokrycia poziomu zapotrzebowania na zdolności;
- b) wynagradzają uczestniczące zasoby jedynie za ich dostępność oraz zapewniają, aby wynagrodzenie to nie miało wpływu na decyzje dostawcy zdolności wytwórczych w sprawie wytwarzania lub niewytwarzania energii;
- c) zapewniają, aby obowiązki w zakresie zdolności wytwórczych mogły być przekazywane między kwalifikującymi się dostawcami zdolności wytwórczych.

4. Mechanizmy zdolności wytwórczych obejmują następujące wymogi dotyczące limitów emisji CO₂:
- najpóźniej od dnia 4 lipca 2019 r. zdolności wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną w tym dniu lub po tym dniu, emitujące więcej niż 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej, nie będą posiadały zobowiązań ani nie będą otrzymywać płatności lub zobowiązań dotyczących przyszłych płatności w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych;
 - najpóźniej od dnia 1 lipca 2025 r., zdolności wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., emitujące więcej niż 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej oraz ponad 350 kg CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych średnio w skali roku na kWh mocy zainstalowanej, nie będą posiadały zobowiązań ani nie będą otrzymywać płatności lub zobowiązań dotyczących przyszłych płatności w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych.

Limit emisji wynoszący 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej oraz limit 350 kg CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych średnio w skali roku na kWh mocy zainstalowanej, o których mowa w lit. a) i b), oblicza się na podstawie projektowej efektywności jednostki wytwórczej, to znaczy efektywności netto przy mocy znamionowej zgodnej z odpowiednimi normami określonymi przez Międzynarodową Organizację Normalizacyjną ISO.

Do dnia 5 stycznia 2020 r. ACER opublikuje opinię zawierającą techniczne wytyczne w sprawie obliczania wartości, o których mowa w akapicie pierwszym.

5. Państwa członkowskie, które stosują mechanizmy zdolności wytwórczych w dniu 4 lipca 2019 r., dostosowują swoje mechanizmy w celu spełnienia wymogów rozdziału 4, bez uszczerbku dla zobowiązań i umów zawartych przed dniem 31 grudnia 2019 r.

Artykuł 23

Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim

- Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim identyfikuje problemy z wystarczalnością zasobów poprzez ocenę ogólnej zdolności systemu elektroenergetycznego do zaspokajania obecnego i przewidywanego zapotrzebowania na energię elektryczną, odpowiednio, na poziomie Unii, na poziomie państw członkowskich i na poziomie poszczególnych obszarów rynkowych, w stosownych przypadkach. Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim obejmuje każdy rok w okresie 10 lat od daty tej oceny.
- Ocenę wystarczalności zasobów na poziomie europejskim przeprowadza ENTSO energii elektrycznej.
- Do dnia 5 stycznia 2020 r. ENTSO energii elektrycznej przedłoży Grupie Koordynacyjnej ds. Energii Elektrycznej, ustanowionej na mocy art. 1 decyzji Komisji z dnia 15 listopada 2012 r.,⁽²¹⁾ oraz ACER projekt metody oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim opartej na zasadach przewidzianych w ust. 5 niniejszego artykułu.
- Operatorzy systemów przesyłowych przekazują ENTSO energii elektrycznej dane potrzebne do przeprowadzania oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim.

ENTSO energii elektrycznej przeprowadza co roku ocenę wystarczalności zasobów na poziomie europejskim. Wytwórcy i inni uczestnicy rynku przekazują operatorom systemów przesyłowych dane dotyczące oczekiwanego wykorzystania zasobów wytwarzania, uwzględniając dostępność zasobów energii pierwotnej i odpowiednie scenariusze dotyczące prognozowanego popytu i podaży.

5. Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim opiera się na przejrzystej metodzie zapewniającej, aby ocena:
- była przeprowadzana na poziomie każdego obszaru rynkowego obejmującego przynajmniej wszystkie państwa członkowskie;
 - opierała się na odpowiednich centralnych scenariuszach referencyjnych prognozowanego popytu i podaży, w tym na ocenie ekonomicznej prawdopodobieństwa wycofania z eksploatacji aktywów wytwórczych, ich czasowego zamknięcia, wprowadzenia do eksploatacji nowych aktywów wytwórczych oraz środków służących osiągnięciu docelowych poziomów efektywności energetycznej i połączeń wzajemnych energii elektrycznej oraz odpowiednich poziomów wrażliwości dotyczących ekstremalnych zdarzeń meteorologicznych, warunków hydrologicznych, cen hurtowych oraz zmian cen emisji dwutlenku węgla;
 - zawierała odrębne scenariusze odzwierciedlające różne prawdopodobieństwo wystąpienia problemów z wystarczalnością mocy wytwórczych, które różne rodzaje mechanizmów zdolności wytwórczych mają rozwiązać;

⁽²¹⁾ Decyzja Komisji z dnia 15 listopada 2012 r. ustanawiająca Grupę Koordynacyjną ds. Energii Elektrycznej (Dz.U. C 353 z 17.11.2012, s. 2).

- d) odpowiednio uwzględniała udział wszystkich zasobów – w tym istniejących i przyszłych możliwości wytwórczych, magazynowania energii, integracji sektorowej, odpowiedzi odbioru oraz importu i eksportu i ich udziału w elastycznej pracy systemu;
 - e) przewidywała prawdopodobny wpływ środków, o których mowa w art. 20 ust. 3;
 - f) obejmowała warianty bez istniejących lub planowanych mechanizmów zdolności wytwórczych oraz, w stosownych przypadkach, warianty z takimi mechanizmami;
 - g) opierała się na modelu rynkowym wykorzystującym, w stosownych przypadkach, metodę FBA;
 - h) wykorzystywała wyliczenia probabilistyczne;
 - i) stosowała jednolite narzędzie modelowania;
 - j) obejmowała przynajmniej następujące wskaźniki, o których mowa w art. 25:
 - „oczekiwana ilość niedostarczonej energii” (ang. expected energy not served), oraz
 - „oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej” (ang. loss of load expectation);
 - k) identyfikowała źródła ewentualnych problemów z wystarczalnością zasobów, w szczególności czy źródłem tych problemów są ograniczenia sieci, ograniczenie zasobów czy oba;
 - l) uwzględniała rzeczywisty rozwój sieci;
 - m) zapewniała właściwe uwzględnienie krajowej specyfiki jednostek wytwarzania, elastyczności popytu i magazynowania energii elektrycznej, dostępności zasobów energii pierwotnej i poziomu wzajemnych połączeń.
6. Do dnia 5 stycznia 2020 r. ENTSO energii elektrycznej przedłoży ACER projekt metody wyliczania:
- a) wartości niedostarczonej energii;
 - b) „kosztu kapitałowego nowej jednostki” w odniesieniu do jednostek wytwarzania lub odpowiedzi odbioru; oraz
 - c) normy niezawodności, o której mowa w art. 25.

Metoda opiera się na przejrzystych, obiektywnych i weryfikowalnych kryteriach.

7. Propozycje, o których mowa w ust. 3 i 6, dotyczące projektu metody, scenariuszy, poziomów wrażliwości oraz założeń, na których są oparte, a także wyniki oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, o której mowa w ust. 4, są przedmiotem uprzednich konsultacji z państwami członkowskimi, Grupą Koordynacyjną ds. Energii Elektrycznej i właściwymi zainteresowanymi stronami oraz podlegają zatwierdzeniu przez ACER zgodnie z procedurą określoną w art. 27.

Artykuł 24

Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym

1. Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym mają zasięg regionalny i opierają się na metodzie, o której mowa w art. 23 ust. 3, w szczególności w art. 23 ust. 5 ust. 4 lit. b)–m).

Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym obejmują centralne scenariusze referencyjne, o których mowa w art. 23 ust. 5 lit. b).

Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym mogą uwzględniać dodatkowe poziomy wrażliwości oprócz tych, o których mowa w art. 23 ust. 5 lit. b). W takich przypadkach oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym mogą:

- a) przyjmować założenia uwzględniające specyfikę krajowego popytu i podaży na energię elektryczną;
- b) korzystać z narzędzi i spójnych najnowszych danych uzupełniających te wykorzystywane przez ENTSO energii elektrycznej na potrzeby oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim.

Ponadto w ocenach wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, przy ocenie udziału dostawców zdolności wytwórczych znajdujących się w innym państwie członkowskim w bezpieczeństwo dostaw dla obszarów rynkowych, których oceny te dotyczą, stosuje się metodę przewidzianą w art. 26 ust. 11 lit. a).

2. Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym oraz, w stosownych przypadkach, ocenę wystarczalności zasobów na poziomie europejskim oraz opinię ACER, o której mowa ust. 3, podaje się do wiadomości publicznej.

3. W przypadku gdy w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie krajowym stwierdzono problem w odniesieniu do jednego z obszarów rynkowych, który nie został zidentyfikowany w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, do oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym włącza się uzasadnienie rozbieżności między tymi dwiema ocenami wystarczalności zasobów, w tym szczegółowe informacje dotyczące poziomów wrażliwości i założeń bazowych. Państwa członkowskie publikują tę ocenę oraz przedkładają ją ACER.

W ciągu dwóch miesięcy od dnia otrzymania sprawozdania, ACER wydaje opinię, czy różnice między oceną wystarczalności zasobów na poziomie krajowym a oceną wystarczalności zasobów na poziomie europejskim są uzasadnione.

Organ odpowiedzialny za ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym należycie uwzględnia opinię ACER i w razie konieczności zmienia swoją ocenę. W przypadku gdy organ odpowiedzialny za ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym postanowi nie uwzględniać w pełni opinii ACER, publikuje sprawozdanie ze szczegółowym uzasadnieniem.

Artykuł 25

Norma niezawodności

1. Przy stosowaniu mechanizmów zdolności wytwórczych państwa członkowskie kierują się ustaloną normą niezawodności. Norma niezawodności w przejrzysty sposób wskazuje niezbędny poziom bezpieczeństwa dostaw energii danego państwa członkowskiego. W przypadku transgranicznych obszarów rynkowych takie normy niezawodności są ustanawiane wspólnie przez odpowiednie organy.

2. Normę niezawodności określa państwo członkowskie lub właściwy organ wyznaczony przez państwo członkowskie, na podstawie wniosku organu regulacyjnego. Norma niezawodności oparta jest o metodę, o której mowa w art. 23 ust. 6.

3. Normę niezawodności oblicza się z wykorzystaniem co najmniej wartości niedostarczonej energii oraz kosztu kapitałowego nowej jednostki dla danego przedziału czasowego i wyraża się ją jako „oczekiwaną ilość niedostarczonej energii” oraz „oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej”.

4. Przy stosowaniu mechanizmów zdolności wytwórczych parametry decydujące o ilości zdolności nabywanych w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych zatwierdza państwo członkowskie lub właściwy organ wyznaczony przez państwo członkowskie na podstawie wniosku organów regulacyjnych.

Artykuł 26

Transgraniczny udział w mechanizmach zdolności wytwórczych

1. Mechanizmy zdolności wytwórczych inne niż rezerwy strategiczne oraz w przypadku gdy jest to technicznie wykonalne, rezerwy strategiczne, muszą być otwarte dla bezpośredniego transgranicznego udziału dostawców zdolności wytwórczych znajdujących się w innym państwie członkowskim, z zastrzeżeniem warunków określonych w niniejszym artykule.

2. Państwa członkowskie zapewniają, aby zagraniczne zdolności wytwórcze, które są w stanie zapewnić równorzędne parametry techniczne w porównaniu z krajowymi zdolnościami wytwórczymi, miały możliwość udziału w tym samym procesie konkurencyjnym co krajowe zdolności wytwórcze. W przypadku mechanizmów zdolności wytwórczych będących w eksploatacji w dniu 4 lipca 2019 r. państwa członkowskie mogą zezwolić na bezpośredni udział połączeń wzajemnych w tym samym procesie konkurencyjnym jako zagraniczne zdolności wytwórcze przez okres maksymalnie czterech lat od dnia 4 lipca 2019 r. lub dwóch lat po zatwierdzeniu metod, o których mowa w ust. 11, w zależności od tego, który z tych terminów przypada wcześniej.

Państwa członkowskie mogą wymagać, aby zagraniczna zdolność wytwórcza znajdowała się w państwie członkowskim, którego sieć posiada bezpośrednie połączenie z państwem członkowskim stosującym mechanizm.

3. Państwa członkowskie nie mogą uniemożliwiać zdolnościom wytwórczym, które znajdują się na ich terytorium, udziału w mechanizmach zdolności wytwórczych innych państw członkowskich.

4. Transgraniczny udział w mechanizmach zdolności wytwórczych nie może zmieniać ani modyfikować grafików międzystrefowych lub fizycznych przepływów między państwami członkowskimi, ani w inny sposób wpływać na te grafiki lub przepływy. O tych grafikach i przepływach decyduje wyłącznie wynik procesu alokacji zdolności przesyłowych zgodnie z art. 16.

5. Dostawcom zdolności wytwórczych zapewnia się możliwość udziału w więcej niż jednym mechanizmie zdolności wytwórczych.

W przypadku gdy dostawcy zdolności wytwórczych uczestniczą w więcej niż jednym mechanizmie zdolności wytwórczych dla tego samego okresu dostaw, ich udział jest ograniczony do oczekiwanej dostępności połączenia wzajemnego oraz prawdopodobnego zbieżnego wystąpienia przeciążenia systemu między systemem, w którym stosowany jest mechanizm, a systemem, w którym znajdują się zagraniczne zdolności wytwórcze, zgodnie z metodą, o której mowa w ust. 11 lit. a).

6. Dostawcy zdolności wytwórczych zobowiązani są do uiszczania opłat z tytułu niedostępności gdy ich zdolności wytwórcze są niedostępne.

W przypadku gdy dostawcy zdolności wytwórczych uczestniczą w więcej niż jednym mechanizmie zdolności wytwórczych dla tego samego okresu dostaw, zobowiązani są do uiszczania opłat z tytułu niedostępności w przypadku gdy nie są w stanie spełnić wielu zobowiązań.

7. Dla celów sporządzenia zalecenia dla operatorów systemów przesyłowych regionalne centra koordynacyjne ustanowione zgodnie z art. 35 wyliczają co roku maksymalne wejściowe zdolności wytwórcze dostępne na potrzeby udziału zagranicznych zdolności wytwórczych. W wyliczeniach tych uwzględnia się oczekiwaną dostępność połączenia wzajemnego oraz prawdopodobne zbieżne wystąpienie przeciążenia systemu w systemie, w którym stosowany jest mechanizm oraz systemie, w którym znajdują się zagraniczne zdolności wytwórcze. Wyliczenia takie wymagane są dla każdej granicy obszaru rynkowego.

Operatorzy systemów przesyłowych ustalają co roku maksymalne wejściowe zdolności wytwórcze dostępne na potrzeby udziału zagranicznych zdolności wytwórczych w oparciu o zalecenie regionalnego centrum koordynacyjnego.

8. Państwa członkowskie zapewniają, aby wejściowe zdolności wytwórcze, o których mowa w ust. 7, przydzielano kwalifikującym się dostawcom zdolności wytwórczych w przejrzysty i niedyskryminujący sposób oparty na zasadach rynkowych.

9. W przypadku gdy mechanizmy zdolności wytwórczych zezwalają na transgraniczny udział w dwóch sąsiadujących państwach członkowskich, wszelkie przychody powstałe w wyniku alokacji, o której mowa w ust. 8, stanowią korzyść danych operatorów systemów przesyłowych i są między nich dzielone zgodnie z metodą, o której mowa w ust. 11 lit. b) niniejszego artykułu, lub zgodnie ze wspólną metodą zatwierdzoną przez oba odpowiednie organy regulacyjne. Jeżeli sąsiadujące państwo członkowskie nie stosuje mechanizmu zdolności wytwórczych lub stosuje mechanizm zdolności wytwórczych, który nie jest otwarty na transgraniczny udział, udział w przychodach zatwierdza właściwy organ krajowy państwa członkowskiego, w którym mechanizm zdolności wytwórczych jest wdrożony, po zasięgnięciu opinii organów regulacyjnych sąsiadujących państw członkowskich. Operatorzy systemów przesyłowych wykorzystują takie przychody do celów określonych w art. 19 ust. 2.

10. Operator systemu przesyłowego, w którym znajdują się zagraniczne zdolności wytwórcze:

- a) ustala, czy zainteresowani dostawcy zdolności wytwórczych są w stanie zapewnić parametry techniczne wymagane przez mechanizm zdolności wytwórczych, w którym dany dostawca zdolności wytwórczych zamierza uczestniczyć, oraz dokonuje rejestracji tego dostawcy zdolności wytwórczych w ustanowionym w tym celu rejestrze, jako kwalifikującego się dostawcy zdolności wytwórczych;
- b) przeprowadza kontrole dostępności;
- c) przekazuje operatorowi systemu przesyłowego w państwie członkowskim stosującym mechanizm zdolności wytwórczych informacje otrzymane na podstawie lit. a) i b) niniejszego akapitu oraz akapitu drugiego.

Właściwy dostawca zdolności wytwórczych bezzwłocznie powiadamia operatora systemu przesyłowego o swoim udziale w zagranicznym mechanizmie zdolności wytwórczych.

11. Do dnia 5 lipca 2020 r. ENTSO energii elektrycznej przedkłada ACER:

- a) metodę wyliczania maksymalnych wejściowych zdolności wytwórczych na potrzeby transgranicznego udziału, o których mowa w ust. 7;

- b) metodę podziału przychodów, o których mowa w ust. 9;
- c) wspólne zasady przeprowadzania kontroli dostępności, o których mowa w ust. 10 lit. b);
- d) wspólne zasady określania, kiedy płatność z tytułu niedostępności jest wymagalna;
- e) warunki prowadzenia rejestru, o którym mowa w ust. 10 lit. a);
- f) wspólne zasady identyfikowania zdolności wytwórczych kwalifikujących się do udziału w mechanizmie zdolności wytwórczych, o których mowa w ust. 10 lit. a).

Przedłożona propozycja jest przedmiotem uprzednich konsultacji z ACER i podlega zatwierdzeniu przez ACER zgodnie z procedurą określoną w art. 27.

12. Odpowiednie organy regulacyjne weryfikują, czy zdolności wytwórcze wyliczono zgodnie z metodą, o której mowa w ust. 11 lit. a).

13. Organ regulacyjny zapewniają, aby transgraniczny udział w mechanizmach zdolności wytwórczych był zorganizowany w skuteczny i niedyskryminujący sposób. Przewidują one w szczególności odpowiednie rozwiązania administracyjne pozwalające egzekwować płatności z tytułu niedostępności w wymiarze transgranicznym.

14. Zdolności wytwórcze przydzielone zgodnie z ust. 8, są zbywalne między kwalifikującymi się dostawcami zdolności wytwórczych. Kwalifikujący się dostawcy zdolności wytwórczych zgłaszają każde takie zbycie do rejestru, o którym mowa w ust. 10 lit. a).

15. Do dnia 5 lipca 2021 r. ENTSO energii elektrycznej ustanawia oraz prowadzi rejestr, o którym mowa w ust. 10 lit. a). Rejestr musi być otwarty dla wszystkich kwalifikujących się dostawców zdolności wytwórczych, systemów wdrażających mechanizmy zdolności wytwórczych oraz ich operatorów systemów przesyłowych.

Artykuł 27

Procedura zatwierdzania

1. W przypadku odesłania do niniejszego artykułu, do zatwierdzania propozycji przedłożonych przez ENTSO energii elektrycznej stosuje się procedurę określoną w ust. 2, 3 i 4.
2. Przed przedłożeniem propozycji ENTSO energii elektrycznej przeprowadza konsultacje ze wszystkimi właściwymi zainteresowanymi stronami, w tym z organami regulacyjnymi i innymi organami krajowymi. ENTSO energii elektrycznej należy uwzględnić w swej propozycji wyniki tych konsultacji.
3. W terminie trzech miesięcy od dnia otrzymania propozycji, o której mowa w ust. 1, ACER zatwierdza ją albo wprowadza do niej zmiany. W przypadku wprowadzenia zmian ACER konsultuje się z ENTSO energii elektrycznej przed zatwierdzeniem zmienionej propozycji. ACER publikuje zatwierdzoną propozycję na swej stronie internetowej w terminie trzech miesięcy od dnia otrzymania proponowanych dokumentów.
4. ACER może wystąpić z wnioskiem o wprowadzenie zmian w zatwierdzonej propozycji w dowolnym momencie. W terminie sześciu miesięcy od dnia otrzymania takiego wniosku ENTSO energii elektrycznej przedkłada ACER projekt proponowanych zmian. W terminie trzech miesięcy od dnia otrzymania projektu ACER wprowadza poprawki do zmian lub zatwierdza te zmiany oraz publikuje te zmiany na swojej stronie internetowej.

ROZDZIAŁ V

PRACA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

Artykuł 28

Europejska sieć operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej

1. Operatorzy systemów przesyłowych współpracują na poziomie Unii poprzez ENTSO energii elektrycznej, aby wspierać urzeczywistnienie i funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej i międzystrefowy obrót oraz aby zapewnić optymalne zarządzanie europejską siecią przesyłową energii elektrycznej, jej skoordynowaną eksploatację oraz jej właściwy rozwój techniczny.

2. Wykonując swoje funkcje wynikające z prawa Unii, ENTSO energii elektrycznej działa z myślą o ustanowieniu dobrze funkcjonującego i zintegrowanego rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz przyczynia się do efektywnego i trwałego osiągnięcia celów określonych w ramach polityki klimatyczno-energetycznej obejmujących lata 2020–2030, w szczególności poprzez wkład w efektywną integrację energii elektrycznej wywarzanej z odnawialnych źródeł energii oraz w zwiększaniu poziomu efektywności energetycznej przy jednoczesnym utrzymaniu bezpieczeństwa systemu. ENTSO energii elektrycznej musi posiadać odpowiednie zasoby ludzkie i finansowe do wykonywania swoich obowiązków.

Artykuł 29

ENTSO energii elektrycznej

1. Operatorzy systemów przesyłowych energii elektrycznej przedkładają Komisji i ACER projekt zmian statutu, wykazu członków lub regulaminu wewnętrznego ENTSO energii elektrycznej.
2. Po przeprowadzeniu konsultacji z podmiotami reprezentującymi wszystkie zainteresowane strony, w szczególności użytkowników systemu, w tym odbiorców, ACER przedstawia Komisji opinię w sprawie projektu zmian statutu, wykazu członków i regulaminu wewnętrznego w terminie dwóch miesięcy od dnia ich otrzymania.
3. Komisja wydaje opinię w sprawie projektu zmian statutu, wykazu członków i regulaminu wewnętrznego, uwzględniając opinię ACER przewidzianą w ust. 2, w terminie trzech miesięcy od dnia otrzymania opinii ACER.
4. W terminie trzech miesięcy od dnia otrzymania pozytywnej opinii Komisji operatorzy systemów przesyłowych przyjmują i publikują zmieniony statut lub regulamin wewnętrzny.
5. Dokumenty, o których mowa w ust. 1, przedkłada się Komisji i ACER w przypadku ich zmiany lub na uzasadniony wniosek którejkolwiek z nich. Komisja i ACER wydają opinię zgodnie z ust. 2, 3 i 4.

Artykuł 30

Zadania ENTSO energii elektrycznej

1. ENTSO energii elektrycznej:
 - a) opracowuje kodeksy sieci w obszarach określonych w art. 59 ust. 1 i 2 z myślą o osiągnięciu celów określonych w art. 28;
 - b) co dwa lata przyjmuje i publikuje niewiążący dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym („plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym”);
 - c) przygotowuje i przyjmuje propozycje dotyczące oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim zgodnie z art. 23 oraz propozycje specyfikacji technicznych dotyczących transgranicznego udziału w mechanizmach zdolności wytwórczych zgodnie z art. 26 ust. 11;
 - d) przyjmuje zalecenia dotyczące koordynacji współpracy technicznej między unijnymi operatorami systemów przesyłowych i operatorami systemów przesyłowych z państw trzecich;
 - e) przyjmuje ramy współpracy i koordynacji między regionalnymi centrami koordynacyjnymi;
 - f) przyjmuje propozycję określającą region pracy systemu zgodnie z art. 36;
 - g) współpracuje z operatorami systemów dystrybucyjnych i organizacją OSD UE;
 - h) promuje cyfryzację sieci przesyłowych, w tym wprowadzenie inteligentnych sieci, efektywne pozyskiwanie danych w czasie rzeczywistym oraz inteligentne systemy pomiarowe;
 - i) przyjmuje wspólne narzędzia eksploatacji sieci w celu zapewnienia koordynacji eksploatacji sieci w warunkach normalnych i w sytuacjach nadzwyczajnych, w tym wspólną skalę klasyfikacji incydentów, oraz plany badawcze, w tym wprowadzanie tych planów w życie za pomocą efektywnego programu badawczego. Narzędzia te określają między innymi:
 - (i) informacje, w tym odpowiednie informacje dotyczące następnego dnia i dnia bieżącego oraz informacje w czasie rzeczywistym, przydatne do poprawy koordynacji operacyjnej, a także optymalnej częstotliwości gromadzenia i udostępniania takich informacji;

- (ii) technologiczną platformę wymiany informacji w czasie rzeczywistym, a w stosownych przypadkach technologiczne platformy gromadzenia, przetwarzania i przekazywania innych informacji, o których mowa w ppkt (i), a także wdrażania procedur mogących poprawić koordynację operacyjną między operatorami systemów przesyłowych z myślą o rozszerzeniu takiej koordynacji na całą Unię;
 - (iii) sposoby udostępniania informacji operacyjnych przez operatorów systemów przesyłowych innym operatorom systemów przesyłowych lub każdemu podmiotowi należycie upoważnionemu do wspierania ich we wprowadzaniu koordynacji operacyjnej, a także ACER; oraz
 - (iv) że operatorzy systemów przesyłowych wyznaczają punkt kontaktowy odpowiedzialny za udzielanie odpowiedzi na pytania dotyczące takich informacji, kierowane przez innych operatorów systemów przesyłowych lub każdy należycie upoważniony podmiot, o którym mowa w ppkt (iii), lub przez ACER;
- j) przyjmuje roczny program prac;
 - k) przyczynia się do ustanowienia wymogów w zakresie interoperacyjności oraz niedyskryminacyjnych i przejrzystych procedur dostępu do danych, jak przewidziano w art. 24 dyrektywy (UE) 2019/944;
 - l) przyjmuje sprawozdanie roczne;
 - m) przeprowadza i przyjmuje sezonowe oceny wystarczalności zgodnie z art. 9 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2019/941;
 - n) wspiera cyberbezpieczeństwo i ochronę danych we współpracy z odpowiednimi organami i podmiotami objętymi regulacją;
 - o) bierze pod uwagę rozwój odpowiedzi odbioru w wypełnianiu swoich zadań.
2. ENTSO energii elektrycznej składa ACER sprawozdanie dotyczące stwierdzonych niedociągnięć w zakresie ustanawiania i skuteczności działania regionalnych centrów koordynacyjnych.
3. ENTSO energii elektrycznej publikuje protokoły swojego zgromadzenia oraz protokoły posiedzeń zarządu i komisji, a także regularnie przekazuje do wiadomości publicznej informacje dotyczące podejmowanych decyzji i swojej działalności.
4. Roczny program prac, o którym mowa w ust. 1 lit. j), zawiera wykaz i opis kodeksów sieci, które mają zostać opracowane, plan koordynacji eksploatacji sieci, a także działania w zakresie badań i rozwoju, które mają zostać zrealizowane w danym roku, jak również orientacyjny harmonogram.
5. ENTSO energii elektrycznej przekazuje ACER informacje wymagane przez ACER w celu wykonywania przez nią swoich zadań zgodnie z art. 32 ust. 1. Aby umożliwić ENTSO energii elektrycznej spełnienie tego wymogu, operatorzy systemów przesyłowych przekazują ENTSO energii elektrycznej wymagane informacje.
6. Na wniosek Komisji ENTSO energii elektrycznej przedstawia Komisji swoje uwagi w sprawie przyjęcia wytycznych, jak określono w art. 61.

Artykuł 31

Konsultacje

1. Przygotowując propozycje stosownie do zadań, o których mowa w art. 30 ust. 1, ENTSO energii elektrycznej prowadzi zakrojone na szeroką skalę konsultacje. Konsultacje prowadzi się tak, aby przed ostatecznym przyjęciem propozycji umożliwić uwzględnienie uwag zainteresowanych stron, oraz w sposób otwarty i przejrzysty, z udziałem wszystkich właściwych zainteresowanych stron, oraz – w szczególności – organizacji reprezentujących wszystkie takie zainteresowane strony, zgodnie z regulaminem wewnętrznym, o którym mowa w art. 29. W konsultacjach tych uczestniczą również krajowe organy regulacyjne i inne organy krajowe, przedsiębiorstwa zajmujące się dostarczaniem i wytwarzaniem energii elektrycznej, użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, operatorzy systemów dystrybucyjnych, w tym odpowiednie zrzeszenia branżowe, organy techniczne i platformy zainteresowanych stron. Celem tych konsultacji jest pozyskanie uwag i propozycji wszystkich właściwych stron w ramach procesu podejmowania decyzji.
2. Wszystkie dokumenty i protokoły spotkań dotyczące konsultacji, o których mowa w ust. 1, podaje się do wiadomości publicznej.

3. Przed przyjęciem propozycji, o których mowa w art. 30 ust. 1, ENTSO energii elektrycznej informuje, w jaki sposób uwagi otrzymane podczas konsultacji zostały uwzględnione. Podaje również uzasadnienie, w przypadku gdy uwagi nie uwzględniono.

Artykuł 32

Monitorowanie prowadzone przez ACER

1. ACER monitoruje wykonywanie zadań ENTSO energii elektrycznej, o których mowa w art. 30 ust. 1, 2 i 3, oraz przekazuje swoje ustalenia Komisji.

ACER monitoruje wdrażanie przez ENTSO energii elektrycznej kodeksów sieci opracowanych zgodnie z art. 59. W przypadku gdy ENTSO energii elektrycznej nie wdroży takich kodeksów sieci, ACER zwraca się do niej z wnioskiem o należycie uzasadnione wyjaśnienie takiego stanu rzeczy. ACER informuje Komisję o tym wyjaśnieniu i wydaje na jego temat opinię.

ACER monitoruje i analizuje wdrażanie kodeksów sieci i wytycznych przyjętych przez Komisję, zgodnie z art. 58 ust. 1, oraz ich wpływ na harmonizację mających zastosowanie zasad służących ułatwieniu integracji rynku, a także na niedyskryminację, skuteczną konkurencję oraz sprawne funkcjonowanie rynku, oraz składa sprawozdania Komisji.

2. ENTSO energii elektrycznej przedkłada ACER do zaopiniowania projekt planu rozwoju sieci o zasięgu unijnym oraz projekt rocznego programu prac wraz z informacjami o procedurze konsultacji i innymi dokumentami, o których mowa w art. 30 ust. 1.

W przypadku gdy ACER uzna, że projekt rocznego programu prac lub projekt planu rozwoju sieci o zasięgu unijnym przedłożone przez ENTSO energii elektrycznej nie przyczyniają się do niedyskryminacji, skutecznej konkurencji, sprawnego funkcjonowania rynku lub wystarczającego poziomu wzajemnych połączeń transgranicznych z dostępem dla stron trzecich, w terminie dwóch miesięcy od ich przedłożenia przedstawia ENTSO energii elektrycznej i Komisji należycie uzasadnioną opinię oraz zalecenia.

Artykuł 33

Koszty

Koszty związane z działalnością ENTSO energii elektrycznej, o której mowa w art. 28–32 i art. 58–61 niniejszego rozporządzenia oraz w art. 11 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013⁽²²⁾, ponoszone są przez operatorów systemów przesyłowych i uwzględniane przy wyliczaniu taryf. Organy regulacyjne zatwierdzają te koszty jedynie pod warunkiem, że są one uzasadnione i odpowiednie.

Artykuł 34

Współpraca regionalna operatorów systemów przesyłowych

1. Operatorzy systemów przesyłowych ustanawiają współpracę regionalną w ramach ENTSO energii elektrycznej, aby przyczynić się do realizacji działań, o których mowa w art. 30 ust. 1, 2 i 3. W szczególności publikują co dwa lata regionalny plan inwestycyjny, a także mogą podejmować decyzje inwestycyjne w oparciu o ten regionalny plan inwestycyjny. ENTSO energii elektrycznej promuje współpracę między operatorami systemów przesyłowych na poziomie regionalnym zapewniającą interoperacyjność, komunikację oraz monitorowanie regionalnej skuteczności działania w tych obszarach, których jeszcze nie zharmonizowano na poziomie Unii.

2. Operatorzy systemów przesyłowych promują opracowywanie rozwiązań operacyjnych w celu zapewnienia optymalnego zarządzania siecią, a także wspierają rozwój giełd energii, skoordynowaną alokację zdolności transgranicznych poprzez niedyskryminacyjne, oparte na zasadach rynkowych rozwiązania, w należyty sposób uwzględniając specyficzne zalety aukcji typu implicit dla alokacji krótkoterminowych oraz integracji mechanizmów bilansowania i mocy rezerwowej.

⁽²²⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009 (Dz.U. L 115 z 25.4.2013, s. 39).

3. Aby osiągnąć cele określone w ust. 1 i 2, obszar geograficzny objęty każdą z regionalnych struktur współpracy może zostać określony przez Komisję z uwzględnieniem istniejących regionalnych struktur współpracy. Każde państwo członkowskie może promować współpracę na więcej niż jednym obszarze geograficznym.

Komisja jest uprawniona do przyjmowania aktów delegowanych zgodnie z art. 68, uzupełniających niniejsze rozporządzenie, ustanawiających obszar geograficzny objęty zasięgiem działania każdej struktury współpracy regionalnej. W tym celu Komisja konsultuje się z organami regulacyjnymi, ACER oraz ENTSO energii elektrycznej.

Akty delegowane, o których mowa w niniejszym ustępie, pozostają bez uszczerbku dla art. 36.

Artykuł 35

Utworzenie i misja regionalnych centrów koordynacyjnych

1. Do dnia 5 lipca 2020 r. wszyscy operatorzy systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu przedkładają danym organom regulacyjnym wniosek o utworzenia regionalnych centrów koordynacyjnych, zgodnie z kryteriami określonymi w niniejszym rozdziale.

Organy regulacyjne regionu pracy systemu dokonują przeglądu wniosku i zatwierdzają go.

Wniosek zawiera co najmniej następujące elementy:

- a) państwo członkowskie przyszłej siedziby regionalnego centrum koordynacyjnego oraz uczestniczący operatorzy systemów przesyłowych;
- b) rozwiązania organizacyjne, finansowe i operacyjne niezbędne do zapewnienia efektywnej, bezpiecznej i niezawodnej pracy wzajemnie połączonego systemu przesyłowego;
- c) plan wdrażania dotyczący rozpoczęcia działalności regionalnych centrów koordynacyjnych;
- d) statut i regulamin wewnętrzny regionalnych centrów koordynacyjnych;
- e) opis procesów współpracy zgodnie z art. 38;
- f) opis rozwiązań dotyczących odpowiedzialności regionalnych centrów koordynacyjnych zgodnie z art. 47;
- g) w przypadku dwóch regionalnych centrów koordynacyjnych utrzymywanych na zasadzie rotacji zgodnie z art. 36 ust. 2 – opis uzgodnień w celu jasnego określenia obowiązków tych regionalnych centrów koordynacyjnych oraz procedur dotyczących wykonywania ich zadań.

2. Po zatwierdzeniu przez organy regulacyjne wniosku, o którym mowa w ust. 1, regionalne centra koordynacyjne zastępują koordynatorów ds. bezpieczeństwa regionalnego ustanowionych zgodnie z wytycznymi w sprawie pracy systemu przesyłowego przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 i rozpoczynają działalność do dnia 1 lipca 2022 r.

3. Regionalne centra koordynacyjne przyjmują formę prawną, o której mowa w załączniku II do dyrektywy (UE) 2017/1132 Parlamentu Europejskiego i Rady ⁽²³⁾.

4. Wykonując swoje zadania zgodnie z prawem Unii, regionalne centra koordynacyjne działają niezależnie od indywidualnych interesów krajowych oraz od interesów operatorów systemów przesyłowych.

5. Regionalne centra koordynacyjne uzupełniają rolę, jaką pełnią operatorzy systemów przesyłowych, poprzez wykonywanie zadań o znaczeniu regionalnym przydzielonych im zgodnie z art. 37. Operatorzy systemów przesyłowych są odpowiedzialni za zarządzanie przepływami energii elektrycznej oraz zapewnianie bezpiecznego, niezawodnego i efektywnego systemu elektroenergetycznego zgodnie z art. 40 ust. 1 lit. d) dyrektywy (UE) 2019/944.

⁽²³⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1132 z dnia 14 czerwca 2017 r. w sprawie niektórych aspektów prawa spółek (Dz.U. L 169 z 30.6.2017, s. 46).

Artykuł 36

Geograficzny zasięg działania regionalnych centrów koordynacyjnych

1. Do dnia 5 stycznia 2020 r. ENTSO energii elektrycznej przedkłada ACER propozycję określającą, którzy operatorzy systemów przesyłowych oraz które obszary rynkowe, granice obszaru rynkowego, regiony wyznaczania zdolności przesyłowych i regiony koordynacji wyłączeń podlegają poszczególnym regionom pracy systemu. W propozycji uwzględnia się topologię sieci, w tym stopień wzajemnego połączenia i współzależności systemu elektroenergetycznego pod względem przepływów, a także wielkość regionu, który ma obejmować co najmniej jeden region wyznaczania zdolności przesyłowych.
2. Operatorzy systemów przesyłowych danego regionu pracy systemu uczestniczą w regionalnym centrum koordynacyjnym ustanowionym w tym regionie. W wyjątkowych przypadkach, gdy obszar regulacyjny operatora systemu przesyłowego wchodzi w skład różnych obszarów synchronicznych, operator systemu przesyłowego może uczestniczyć w dwóch regionalnych centrach koordynacyjnych. Jeżeli chodzi o granice obszaru rynkowego przylegające do regionów pracy systemu, w propozycji, o której mowa w ust. 1, określa się sposób koordynacji pomiędzy regionalnymi centrami koordynacyjnymi w odniesieniu do tych granic. W obszarze synchronicznym Europy kontynentalnej, gdzie działania dwóch regionalnych centrów koordynacyjnych mogą się na siebie nakładać w regionie pracy systemu, operatorzy systemów przesyłowych z tego regionu pracy systemu podejmują decyzję o wyznaczeniu jednego regionalnego centrum koordynacyjnego w tym regionie albo decydują, że oba regionalne centra koordynacyjne wykonują niektóre lub wszystkie zadania o znaczeniu regionalnym w całym regionie pracy systemu na zasadzie rotacji, podczas gdy inne zadania wykonuje jedno wyznaczone regionalne centrum koordynacyjne.
3. W terminie trzech miesięcy od daty otrzymania propozycji, o której mowa w ust. 1, ACER zatwierdza propozycję określającą regiony pracy systemu albo proponuje zmiany. W przypadku zaproponowania zmian ACER konsultuje się z ENTSO energii elektrycznej przed ich przyjęciem. Przyjętą propozycję publikuje się na stronie internetowej ACER.
4. Właściwi operatorzy systemów przesyłowych mogą przedłożyć ACER propozycję zmiany regionów pracy systemu określonych zgodnie z ust. 1. Zastosowanie ma procedura określona w ust. 3.

Artykuł 37

Zadania regionalnych centrów koordynacyjnych

1. Każde regionalne centrum koordynacyjne wykonuje co najmniej wszystkie poniższe zadania o znaczeniu regionalnym w całym regionie pracy systemu, w którym jest ustanowione:
 - a) skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych zgodnie z metodami opracowanymi na podstawie wytycznych w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętych na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009;
 - b) skoordynowana analiza bezpieczeństwa zgodnie z metodami opracowanymi na podstawie wytycznych w sprawie pracy systemu przesyłowego przyjętych na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009;
 - c) tworzenie wspólnych modeli sieci zgodnie z metodami i procedurami opracowanymi na podstawie wytycznych w sprawie pracy systemu przesyłowego przyjętych na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009;
 - d) wsparcie oceny spójności planów obrony przed zagrożeniami oraz planów odbudowy systemu operatorów systemów przesyłowych zgodnie z procedurą określoną w kodeksie sieci dotyczącym stanu zagrożenia i stanu odbudowy przyjętym na podstawie art. 6 ust. 11 rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2196;
 - e) prognozy wystarczalności systemu na poziomie regionalnym sporządzane w przedziałach czasowych od następnego tygodnia do co najmniej następnego dnia oraz przygotowywanie działań ograniczających ryzyko zgodnie z metodą określoną w art. 8 rozporządzenia (UE) 2019/941 oraz procedurami określonymi w wytycznych w sprawie pracy systemu przesyłowego przyjętych na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009;
 - f) regionalna koordynacja planowania wyłączeń zgodnie z procedurami i metodami określonymi w wytycznych w sprawie pracy systemu przesyłowego przyjętych na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009;
 - g) szkolenia i certyfikacja personelu pracującego dla regionalnych centrów koordynacyjnych;
 - h) wspieranie koordynacji i optymalizacji procesu odbudowy systemu na poziomie regionalnym na wniosek operatora systemu przesyłowego;

- i) analiza i sprawozdawczość poeksploatacyjna i pozakłóceniowa;
- j) określanie wielkości rezerwy mocy na poziomie regionalnym;
- k) ułatwianie zakupów mocy bilansującej na poziomie regionalnym;
- l) wspieranie operatorów systemów przesyłowych, na ich wniosek, w optymalizacji rozliczeń między operatorami systemów przesyłowych;
- m) zadania związane z ustalaniem regionalnych scenariuszy kryzysu energetycznego, jeżeli oraz w zakresie, w jakim zostaną przekazane regionalnym centrom koordynacyjnym zgodnie z art. 6 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2019/941;
- n) zadania związane z sezonowymi ocenami wystarczalności, jeżeli oraz w zakresie, w jakim zostaną przekazane regionalnym centrom koordynacyjnym na podstawie art. 9 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2019/941;
- o) wyliczanie wartości maksymalnych wejściowych zdolności wytwórczych na potrzeby udziału zagranicznych zdolności wytwórczych w mechanizmach zdolności wytwórczych w celu wydania zalecenia zgodnie z art. 26 ust. 7;
- p) zadania związane ze wspieraniem operatorów systemów przesyłowych w określaniu zapotrzebowania na nowe zdolności przesyłowe oraz na modernizację istniejących zdolności przesyłowych lub środków alternatywnych, które zostaną przedstawione grupom regionalnym ustanowionym na mocy rozporządzenia (UE) nr 347/2013 i uwzględnione w dziesięcioletnim planie rozwoju sieci, o którym mowa w art. 51 dyrektywy (UE) 2019/944.

Zadania, o których mowa w akapicie pierwszym, są bardziej szczegółowo określone w załączniku I.

2. Na wniosek Komisji lub państwa członkowskiego komitet ustanowiony na mocy art. 68 dyrektywy (UE) 2019/944 wydaje opinię w sprawie przyznania regionalnym centrom koordynacyjnym nowych zadań doradczych. W przypadku gdy komitet ten pozytywnie zaopiniuje przyznanie nowych zadań doradczych, regionalne centra koordynacyjne wykonują te zadania na podstawie wniosku opracowanego przez ENTSO energii elektrycznej i zatwierdzonego przez ACER zgodnie z procedurą określoną w art. 27.

3. Operatorzy systemów przesyłowych przekazują swoim regionalnym centrom koordynacyjnym informacje, które są im niezbędne do wykonywania ich zadań.

4. Regionalne centra koordynacyjne przekazują operatorom systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu wszystkie informacje niezbędne do wykonania skoordynowanych działań i zaleceń wydawanych przez regionalne centra koordynacyjne.

5. W odniesieniu do zadań określonych w niniejszym artykule i nieuwzględnionych jeszcze w odpowiednich kodeksach sieci lub wytycznych, ENTSO energii elektrycznej opracowuje propozycję zgodnie z procedurą określoną w art. 27. Regionalne centra koordynacyjne wykonują te zadania na podstawie propozycji po jej zatwierdzeniu przez ACER.

Artykuł 38

Współpraca w ramach regionalnych centrów operacyjnych i między nimi

Bieżącą koordynacją działań w ramach regionalnych centrów koordynacyjnych i między nimi zarządza się w drodze procesów współpracy, w które zaangażowani są operatorzy systemów przesyłowych z danego regionu i które w stosownych przypadkach obejmują uzgodnienia dotyczące koordynacji między regionalnymi centrami koordynacyjnymi. Podstawę procesu współpracy stanowią:

- a) ustalenia dotyczące organizacji pracy regulujące aspekty planistyczne i operacyjne istotne dla zadań, o których mowa w art. 37;
- b) procedura udostępniania analiz i konsultowania propozycji regionalnych centrów koordynacyjnych z operatorami systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu oraz właściwymi zainteresowanymi stronami i z innymi regionalnymi centrami koordynacyjnymi, w sposób efektywny i inkluzywny, w ramach wykonywania czynności i zadań operacyjnych, zgodnie z art. 40;
- c) procedura przyjmowania skoordynowanych działań i zaleceń zgodnie z art. 42.

*Artykuł 39***Ustalenia dotyczące organizacji pracy**

1. Regionalne centra koordynacyjne opracowują efektywne, inkluzywne, przejrzyste i ułatwiające konsensus ustalenia dotyczące organizacji pracy regulujące aspekty planistyczne i operacyjne związane z wykonywanymi zadaniami, w celu uwzględnienia w szczególności specyfiki tych zadań oraz związanych z nimi wymogów, jak określono w załączniku I. Regionalne centra koordynacyjne opracowują również procedurę weryfikacji tych ustaleń dotyczących organizacji pracy.
2. Regionalne centra koordynacyjne zapewniają, aby ustalenia dotyczące organizacji pracy, o których mowa w ust 1, zawierały zasady powiadamiania właściwych stron.

*Artykuł 40***Procedura konsultacji**

1. Regionalne centra koordynacyjne opracowują procedurę służącą organizowaniu – w ramach wykonywania ich bieżących czynności i zadań operacyjnych – odpowiednich i regularnych konsultacji z operatorami systemów przesyłowych w danym regionie pracy systemu, innymi regionalnymi centrami koordynacyjnymi i właściwymi zainteresowanymi stronami. Aby zapewnić możliwość rozpatrywania kwestii regulacyjnych, udział w konsultacjach biorą w razie potrzeby organy regulacyjne.
2. Regionalne centra koordynacyjne konsultują się z państwami członkowskimi w danym regionie pracy systemu oraz, w przypadku gdy istnieje forum regionalne, z ich forami regionalnymi w sprawach o znaczeniu politycznym, z wyłączeniem bieżącej działalności regionalnych centrów koordynacyjnych i wykonywanych przez nie zadań. Regionalne centra koordynacyjne należycie uwzględniają zalecenia państw członkowskich oraz, w stosownych przypadkach, ich fora regionalnych.

*Artykuł 41***Przejrzystość**

1. Regionalne centra koordynacyjne opracowują proces na rzecz zaangażowania zainteresowanych stron oraz organizują regularne spotkania z nimi w celu poddania dyskusji kwestii dotyczących efektywnej, bezpiecznej i niezawodnej pracy wzajemnie połączonego systemu, a także stwierdzania niedociągnięć i proponowania usprawnień.
2. ENTSO energii elektrycznej i regionalne centra koordynacyjne działają z zachowaniem pełnej przejrzystości wobec zainteresowanych stron i ogółu społeczeństwa. Publikują wszystkie stosowne dokumenty na swoich odpowiednich stronach internetowych.

*Artykuł 42***Przyjmowanie oraz przegląd skoordynowanych działań i zaleceń**

1. Operatorzy systemów przesyłowych w danym regionie pracy systemu opracowują procedurę przyjmowania i weryfikacji skoordynowanych działań i zaleceń wydawanych przez regionalne centra koordynacyjne zgodnie z kryteriami określonymi w ust. 2, 3 i 4.
2. Regionalne centra koordynacyjne wskazują skoordynowane działania dla operatorów systemów przesyłowych w odniesieniu do zadań, o których mowa w art. 37 ust. 1 lit. a) i b). Operatorzy systemów przesyłowych wykonują te skoordynowane działania, z wyjątkiem przypadków gdy ich wykonanie skutkowałoby naruszeniem granic bezpieczeństwa pracy systemu zdefiniowanych przez każdego z operatorów systemów przesyłowych zgodnie z wytycznymi dotyczące pracy systemu przesyłowego przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.

W przypadku gdy operator systemu przesyłowego postanowi nie wykonywać skoordynowanego działania z przyczyn określonych w niniejszym ustępie, niezwłocznie w sposób przejrzysty przedstawia szczegółowe uzasadnienie regionalnemu centrum koordynacyjnemu i operatorom systemów przesyłowych w danym regionie pracy systemu. W takich przypadkach regionalne centrum koordynacyjne ocenia wpływ tej decyzji na innych operatorów systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu i może zaproponować inny zestaw skoordynowanych działań z zastrzeżeniem procedury określonej w ust. 1.

3. Regionalne centra koordynacyjne wydają zalecenia dla operatorów systemów przesyłowych w odniesieniu do zadań wymienionych w art. 37 ust. 1 lit. c)–p) lub przydzielonych zgodnie z art. 37 ust. 2.

W przypadku gdy operator systemu przesyłowego postanowi odejść od stosowania zalecenia, o którym mowa w ust. 1, przedstawia bez zbędnej zwłoki uzasadnienie swej decyzji regionalnym centrum koordynacyjnym oraz pozostałym operatorom systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu.

4. Przegląd skoordynowanych działań lub zalecenia uruchamia się na wniosek jednego lub większej liczby operatorów systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu. Po przeprowadzeniu przeglądu skoordynowanego działania lub zalecenia regionalne centra koordynacyjne potwierdzają lub zmieniają dany środek.

5. W przypadku gdy skoordynowane działanie jest przedmiotem przeglądu zgodnie z ust. 4 niniejszego artykułu, wniosek o przegląd nie zawiesza skoordynowanego działania, z wyjątkiem przypadków gdy jego wykonanie skutkowałoby naruszeniem granic bezpieczeństwa pracy systemu zdefiniowanych przez każdego z poszczególnych operatorów systemów przesyłowych zgodnie z wytycznymi w sprawie pracy systemu przesyłowego przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.

6. Na wniosek państwa członkowskiego lub Komisji oraz po konsultacji z komitetem ustanowionym na mocy art. 68 dyrektywy (UE) 2019/944 państwa członkowskie danego regionu pracy systemu mogą wspólnie zadecydować o przyznaniu swojemu regionalnemu centrum koordynacyjnemu kompetencji w zakresie określania skoordynowanych działań w odniesieniu do jednego lub większej liczby zadań przewidzianych w art. 37 ust. 1 lit. c)–p) niniejszego rozporządzenia.

Artykuł 43

Zarząd regionalnych centrów koordynacyjnych

1. W celu przyjmowania środków dotyczących zarządzania regionalnymi centrami koordynacyjnymi oraz monitorowania skuteczności ich działania centra te powołują zarząd.

2. W skład zarządu wchodzi członkowie reprezentujący wszystkich operatorów systemów przesyłowych, którzy uczestniczą w odpowiednich regionalnych centrach koordynacyjnych.

3. Zarząd odpowiada za:

- a) przygotowanie i przyjmowanie statutu i regulaminu wewnętrznego regionalnego centrum koordynacyjnego;
- b) podejmowanie decyzji w sprawie struktury organizacyjnej i wdrożenie tej struktury;
- c) przygotowywanie i przyjmowanie budżetu rocznego;
- d) opracowywanie i przyjmowanie procesów współpracy zgodnie z art. 38.

4. Do kompetencji zarządu nie należą kwestie związane z bieżącą działalnością regionalnych centrów koordynacyjnych i wykonywaniem ich zadań.

Artykuł 44

Struktura organizacyjna

1. Operatorzy systemów przesyłowych danego regionu pracy systemu ustanawiają strukturę organizacyjną regionalnych centrów koordynacyjnych, która wspiera bezpieczeństwo ich zadań.

Ich struktura organizacyjna określa:

- a) zakres uprawnień, czynności i obowiązków personelu;
- b) stosunki i zależności służbowe między poszczególnymi częściami i procesami organizacji.

2. W przypadku gdy okaże się to absolutnie konieczne, regionalne centra koordynacyjne mogą ustanawiać regionalne biura, aby uwzględnić specyfikę subregionalną, lub ustanawiać zapasowe regionalne centra koordynacyjne w celu efektywnego i niezawodnego wykonywania swoich zadań.

*Artykuł 45***Wyposażenie i personel**

Regionalnym centrom koordynacyjnym zapewnia się wszelkie zasoby ludzkie, techniczne, fizyczne i finansowe, które są im niezbędne do wypełniania ich obowiązków wynikających z niniejszego rozporządzenia oraz do niezależnego i bezstronnego wykonywania ich zadań.

*Artykuł 46***Monitorowanie i sprawozdawczość**

1. Regionalne centra koordynacyjne ustanawiają proces ciągłego monitorowania przynajmniej:
 - a) swojej operacyjnej skuteczności działania;
 - b) skoordynowanych działań i wydanych zaleceń, zakresu wykonania skoordynowanych działań i zaleceń przez operatorów systemów przesyłowych oraz osiągniętych rezultatów;
 - c) skuteczności i efektywności każdego z zadań, za które są odpowiedzialne, oraz, w stosownych przypadkach, rotacji tych zadań.
2. Regionalne centra koordynacyjne rozliczają swoje koszty w przejrzysty sposób oraz składają ACER i organom regulacyjnym w danym regionie pracy systemu sprawozdanie na ten temat.
3. Regionalne centra koordynacyjne składają roczne sprawozdanie z wyniku monitorowania przewidzianego w ust. 1 oraz informacje na temat wyników swojej działalności ENTSO energii elektrycznej, ACER, organom regulacyjnym w danym regionie pracy systemu oraz Grupie Koordynacyjnej ds. Energii Elektrycznej.
4. Regionalne centra koordynacyjne składają sprawozdanie dotyczące wszelkich niedociągnięć stwierdzonych przez nie w ramach procesu monitorowania na mocy ust. 1 ENTSO energii elektrycznej, organom regulacyjnym w danym regionie pracy systemu, ACER oraz innym właściwym organom państw członkowskich odpowiedzialnym za zapobieganie sytuacjom kryzysowym i zarządzanie nimi. Na podstawie tego sprawozdania odpowiednie organy regulacyjne w danym regionie pracy systemu mogą zaproponować regionalnemu centrum koordynacyjnemu środki służące usunięciu tych niedociągnięć.
5. Bez uszczerbku dla potrzeby ochrony bezpieczeństwa i zapewnienia poufności szczególnie chronionych informacji handlowych regionalne centra koordynacyjne podają do wiadomości publicznej sprawozdania, o których mowa w ust. 3 i 4.

*Artykuł 47***Odpowiedzialność**

We wnioskach dotyczących ustanowienia regionalnych centrów koordynacyjnych zgodnie z art. 35 operatorzy systemów przesyłowych w danym regionie pracy systemu uwzględniają niezbędne kroki w celu ochrony przed odpowiedzialnością związaną z wykonywaniem zadań regionalnych centrów koordynacyjnych. Metoda zastosowana do zapewnienia ochrony przed tą odpowiedzialnością uwzględnia status prawny regionalnego centrum koordynacyjnego oraz poziom dostępnej komercyjnej ochrony ubezpieczeniowej.

*Artykuł 48***Dziesięcioletni plan rozwoju sieci**

1. Plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym, o którym mowa w art. 30 ust. 1 lit. b) obejmuje modelowanie zintegrowanej sieci, opracowywanie scenariuszy oraz ocenę odporności systemu na awarie.

Plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym w szczególności:

- a) opiera się na krajowych planach inwestycyjnych, z uwzględnieniem regionalnych planów inwestycyjnych, o których mowa w art. 34 ust. 1 niniejszego rozporządzenia, oraz – w stosownych przypadkach – unijnych aspektów planowania sieci określonych w rozporządzeniu (UE) nr 347/2013; podlega analizie kosztów i korzyści przeprowadzonej z zastosowaniem metody określonej zgodnie z art. 11 tego rozporządzenia;

b) w odniesieniu do transgranicznych połączeń wzajemnych opiera się również na uzasadnionych potrzebach różnych użytkowników systemu i obejmuje długoterminowe zobowiązania inwestorów, o których mowa w art. 44 i 51 dyrektywy (UE) 2019/944; oraz

c) identyfikuje luki inwestycyjne, zwłaszcza w odniesieniu do zdolności transgranicznych.

W odniesieniu do ustępu pierwszego lit. c) do planu rozwoju sieci o zasięgu unijnym może zostać załączony przegląd barier hamujących wzrost transgranicznej zdolności sieci wynikających z różnych procedur zatwierdzania lub praktyk.

2. ACER przedstawia opinię w sprawie krajowych dziesięcioletnich planów rozwoju sieci, aby ocenić ich spójność z dziesięcioletnim planem rozwoju sieci o zasięgu unijnym. Jeżeli ACER stwierdzi niespójności między krajowym dziesięcioletnim planem rozwoju sieci a dziesięcioletnim planem rozwoju sieci o zasięgu unijnym, zaleca odpowiednią zmianę krajowego dziesięcioletniego planu rozwoju sieci lub dziesięcioletniego planu rozwoju sieci o zasięgu unijnym. Jeżeli taki krajowy dziesięcioletni plan rozwoju sieci jest opracowany zgodnie z art. 51 dyrektywy (UE) 2019/944, ACER zaleca organowi regulacyjnemu zmianę krajowego dziesięcioletniego planu rozwoju sieci zgodnie z art. 51 ust. 7 tej dyrektywy oraz informuje o tym Komisję.

Artykuł 49

Mechanizm rozliczania rekompensat międzyoperatorskich

1. Operatorzy systemów przesyłowych otrzymują rekompensatę za koszty poniesione z tytułu przyjmowania transgranicznych przepływów energii elektrycznej przez swoje sieci.

2. Rekompensata, o której mowa w ust. 1, wypłacana jest przez operatorów krajowych systemów przesyłowych, w których rozpoczynają się przepływy transgraniczne, oraz systemów, w których te przepływy się kończą.

3. Rekompensaty wypłacane są regularnie w odniesieniu do danego minionego okresu. Korekty ex post wypłaconych rekompensat dokonywane są w razie konieczności w celu uwzględnienia rzeczywiście poniesionych kosztów.

Pierwszy okres, za który mają zostać dokonane rekompensaty, określony jest w wytycznych, o których mowa w art. 61.

4. Komisja przyjmuje zgodnie akty delegowane z art. 68, uzupełniające niniejsze rozporządzenie, ustanawiające wysokość kwot należnych rekompensat.

5. Wielkość przyjmowanych transgranicznych przepływów energii elektrycznej, a także wielkość przepływów transgranicznych oznaczanych jako pochodzące z krajowego systemu przesyłowego lub kończące się w nim ustalane są w oparciu o fizyczne przepływy energii elektrycznej rzeczywiście zmierzone w danym okresie czasu.

6. Koszty poniesione w wyniku przyjmowania przepływów transgranicznych określone są w oparciu o przyszły długofalowy średni koszt krańcowy z uwzględnieniem strat, inwestycji w nową infrastrukturę oraz właściwej części kosztów istniejącej infrastruktury w zakresie, w jakim ta infrastruktura jest wykorzystywana do przesyłania przepływów transgranicznych, w szczególności z uwzględnieniem potrzeby zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw. Przy określaniu poniesionych kosztów stosuje się uznane standardowe metody ustalania kosztów. Korzyści powstające w sieci z tytułu przyjmowania przepływów transgranicznych bierze się pod uwagę jako czynnik zmniejszający otrzymywaną rekompensatę.

7. Do celów wyłącznie mechanizmu rozliczania rekompensat międzyoperatorskich, w przypadku gdy sieci przesyłowe dwóch lub większej liczby państw członkowskich wchodzi w skład jednego bloku regulacyjnego – całkowicie lub częściowo – taki blok regulacyjny jako całość uznawany jest za część sieci przesyłowej jednego z danych państw członkowskich, w celu uniknięcia, aby przepływy w obrębie bloków regulacyjnych uznawane były za przepływy transgraniczne na podstawie art. 2 ust. 2 lit. b) oraz aby nie stwarzały podstawy do rekompensat na podstawie ust. 1 niniejszego artykułu. Organy regulacyjne danych państw członkowskich mogą zdecydować, w którym państwie członkowskim blok regulacyjny jako całość ma być uznawany za część systemu przesyłowego.

Artykuł 50

Dostarczanie informacji

1. Operatorzy systemów przesyłowych ustanawiają mechanizm koordynacji i wymiany informacji w celu zapewnienia bezpieczeństwa sieci w kontekście zarządzania ograniczeniami przesyłowymi.

2. Standardy bezpieczeństwa, eksploatacji i planowania stosowane przez operatorów systemów przesyłowych podawane są do wiadomości publicznej. Opublikowane informacje obejmują ogólny system obliczania całkowitej zdolności przesyłowej i rezerwy niezawodności systemu przesyłowego oparty na elektrycznych i fizycznych parametrach sieci. Takie systemy podlegają zatwierdzeniu przez organy regulacyjne.
3. Operatorzy systemów przesyłowych publikują szacunkowe dane dotyczące dostępnej zdolności przesyłowej na każdy dzień, wskazując, jaka część dostępnej zdolności przesyłowej została już zarezerwowana. Dane te są publikowane w określonych odstępach czasu przed dniem przesyłu i zawierają w każdym przypadku szacunkowe dane na następną tydzień i na następną miesiąc, a także ilościowe określenie oczekiwanej niezawodności dostępnej zdolności.
4. Operatorzy systemów przesyłowych publikują stosowne dane dotyczące zbiorczego prognozowanego i rzeczywistego zapotrzebowania, dostępności i rzeczywistego wykorzystania aktywów wytwórczych i dystrybucyjnych, dostępności i wykorzystania sieci i połączeń wzajemnych, energii bilansującej i rezerwy mocy, a także dostępnej elastyczności. W odniesieniu do dostępności i rzeczywistego wykorzystania małych aktywów służących wytwarzaniu i dystrybucji można wykorzystywać zbiorcze dane szacunkowe.
5. Zainteresowani uczestnicy rynku przekazują operatorom systemów przesyłowych stosowne dane.
6. Przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, które są właścicielami aktywów wytwórczych lub eksploatują aktywa wytwórcze, z których przynajmniej jeden składnik aktywów wytwórczych ma moc zainstalowaną przynajmniej 250 MW, lub które posiadają portfel obejmujący aktywa wytwórcze o mocy przynajmniej 400 MW, przechowują do dyspozycji organu regulacyjnego, krajowego organu ochrony konkurencji oraz Komisji, przez pięć lat, wszystkie dane godzinowe dla każdej elektrowni niezbędne w celu weryfikacji wszystkich operacyjnych decyzji dyspozytorskich oraz postępowania podczas przetargów na giełdach energii, aukcjach połączeń wzajemnych, rynkach rezerwowych i rynkach pozagiełdowych. Informacje, które mają być przechowywane w podziale na elektrownie i godziny, obejmują w szczególności dane o dostępnych zdolnościach wytwórczych i rezerwach zakontraktowanych, w tym o alokacji rezerw zakontraktowanych na poziomie poszczególnych elektrowni podczas przetargu i podczas wytwarzania.
7. Operatorzy systemów przesyłowych regularnie wymieniają się zbiorem wystarczająco dokładnych danych dotyczących sieci i przepływu obciążenia, które umożliwiają każdemu operatorowi systemu przesyłowego wyliczenie przepływu obciążenia na jego odpowiednim obszarze. Ten sam zbiór danych udostępnia się organom regulacyjnym, Komisji i państwom członkowskim na ich wniosek. Organy regulacyjne, państwa członkowskie i Komisja traktują ten zbiór danych jako poufny oraz zapewniają poufne traktowanie tego zbioru danych przez wszelkich konsultantów prowadzących prace analityczne na ich zlecenie w oparciu o te dane.

Artykuł 51

Certyfikacja operatorów systemów przesyłowych

1. Komisja bada wszelkie zgłoszenia decyzji w sprawie certyfikacji operatora systemu przesyłowego zgodnie z art. 52 ust. 6 dyrektywy (UE) 2019/944 niezwłocznie po ich otrzymaniu. W terminie dwóch miesięcy od otrzymania takiego zgłoszenia Komisja przekazuje odpowiedniemu organowi regulacyjnemu swoją opinię dotyczącą zgodności z art. 43 oraz art. 52 ust. 2 albo art. 53 dyrektywy (UE) 2019/944.

Podczas przygotowywania opinii, o której mowa w akapicie pierwszym, Komisja może zwrócić się do ACER o wydanie opinii w sprawie decyzji organu regulacyjnego. W takim przypadku termin dwóch miesięcy, o którym mowa w akapicie pierwszym, przedłuża się o kolejne dwa miesiące.

Jeżeli Komisja nie wyda opinii w terminach, o których mowa w akapitach pierwszym i drugim, uznaje się, że nie wnosi ona sprzeciwu wobec decyzji organu regulacyjnego.

2. W terminie dwóch miesięcy od otrzymania opinii Komisji organ regulacyjny przyjmuje ostateczną decyzję w sprawie certyfikacji operatora systemu przesyłowego, uwzględniając w najwyższym stopniu tę opinię. Decyzję organu regulacyjnego publikuje się wraz z opinią Komisji.

3. Organy regulacyjne lub Komisja mogą w każdej chwili trwania procedury zwrócić się do operatora systemu przesyłowego lub przedsiębiorstwa prowadzącego jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw o dostarczenie jakichkolwiek informacji istotnych z punktu widzenia wypełniania ich zadań zgodnie z niniejszym artykułem.

4. Organy regulacyjne oraz Komisja zapewniają poufność szczególnie chronionych informacji handlowych.
5. W przypadku gdy Komisja otrzymała zgłoszenie w sprawie certyfikacji operatora systemu przesyłowego zgodnie z art. 43 ust. 9 dyrektywy (UE) 2019/944, podejmuje decyzję w sprawie certyfikacji. Organ regulacyjny stosuje się do decyzji Komisji.

ROZDZIAŁ VI

PRACA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

Artykuł 52

Europejska organizacja operatorów systemów dystrybucyjnych

1. Operatorzy systemów dystrybucyjnych współpracują ze sobą na poziomie Unii za pośrednictwem organizacji OSD UE, aby wspierać urzeczywistnienie i funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz propagować optymalne zarządzanie systemami dystrybucyjnymi i przesyłowymi oraz ich skoordynowaną pracę. Operatorzy systemów dystrybucyjnych, którzy chcą uczestniczyć w organizacji OSD UE, mają prawo stać się zarejestrowanymi członkami tej organizacji.

Zarejestrowani członkowie mogą uczestniczyć w pracach organizacji OSD UE bezpośrednio lub mogą być reprezentowani przez krajowe stowarzyszenie wyznaczone przez państwo członkowskie lub przez stowarzyszenie na poziomie Unii.

2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych są uprawnieni do stowarzyszenia się w drodze ustanowienia organizacji OSD UE. Organizacja OSD UE wykonuje zadania i procedury zgodnie z art. 55. Jako organizacja ekspercka działająca we wspólnym interesie Unii organizacja OSD UE nie reprezentuje partykularnych interesów ani nie stara się wpływać na proces podejmowania decyzji w celu wspierania określonych interesów.

3. Członkowie organizacji OSD UE podlegają obowiązkowi rejestracji oraz uiszczenia sprawiedliwej i proporcjonalnej składki członkowskiej, której wysokość odzwierciedla liczbę odbiorców przyłączonych do danego operatora systemu dystrybucyjnego.

Artykuł 53

Ustanowienie organizacji OSD UE

1. Organizacja OSD UE składa się, co najmniej, z walnego zgromadzenia, zarządu, grupy doradców strategicznych, grup eksperckich oraz sekretarza generalnego.

2. Do dnia 5 lipca 2020 r. operatorzy systemów dystrybucyjnych przedkładają Komisji i ACER projekt statutu, zgodnie z art. 54, zawierający kodeks postępowania, wykaz zarejestrowanych członków, projekt regulaminu wewnętrznego, w tym regulamin konsultacji z ENTSO energii elektrycznej i innymi zainteresowanymi stronami, oraz zasady finansowania ustanawianej organizacji OSD UE.

Projekt regulaminu wewnętrznego organizacji OSD UE zapewnia zrównoważoną reprezentację wszystkich uczestniczących operatorów systemów dystrybucyjnych.

3. Po przeprowadzeniu konsultacji z organizacjami reprezentującymi wszystkie zainteresowane strony, w szczególności z użytkownikami systemów dystrybucyjnych, ACER przekazuje Komisji swoją opinię w terminie dwóch miesięcy od otrzymania projektu statutu, wykazu członków i projektu regulaminu wewnętrznego.

4. Komisja wydaje opinię w sprawie projektu statutu, wykazu członków i projektu regulaminu wewnętrznego, uwzględniając opinię ACER przewidzianą w ust. 3, w terminie trzech miesięcy od otrzymania opinii ACER.

5. W terminie trzech miesięcy od otrzymania pozytywnej opinii Komisji operatorzy systemów dystrybucyjnych ustanawiają organizację OSD UE oraz przyjmują i publikują jej statut i regulamin wewnętrzny.

6. Dokumenty, o których mowa w ust. 2, przedkłada się Komisji i ACER w przypadku dokonania w nich zmian lub na uzasadniony wniosek którejkolwiek z nich. ACER i Komisja wydają opinię zgodnie z procedurą określoną w ust. 2, 3 i 4.

7. Koszty związane z działalnością organizacji OSD UE ponoszone są przez operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy są zarejestrowanymi członkami, oraz podlegają uwzględnieniu przy wyliczaniu taryf. Organy regulacyjne zatwierdzają wyłącznie te koszty, które są one uzasadnione i proporcjonalne.

Artykuł 54

Główne zasady i procedury organizacji OSD UE

1. Statut organizacji OSD UE przyjęty zgodnie z art. 53 gwarantuje poszanowanie następujących zasad:
 - a) udział w pracach organizacji OSD UE jest ograniczony do zarejestrowanych członków, z możliwością delegowania pomiędzy członkami;
 - b) decyzje strategiczne dotyczące działalności organizacji OSD UE, a także wytyczne polityczne dla zarządu przyjmuje walne zgromadzenie;
 - c) decyzje walnego zgromadzenia przyjmuje się zgodnie z następującymi zasadami:
 - (i) każdy członek dysponuje liczbą głosów proporcjonalną do liczby jego odbiorców;
 - (ii) oddano 65 % głosów przysługujących członkom; oraz
 - (iii) decyzja została przyjęta większością 55 % członków;
 - d) decyzje walnego zgromadzenia uznaje się za odrzucone zgodnie z następującymi zasadami:
 - (i) każdy członek dysponuje liczbą głosów proporcjonalną do liczby jego odbiorców;
 - (ii) oddano 35 % głosów przysługujących członkom; oraz
 - (iii) decyzja została odrzucona przez co najmniej 25 % członków;
 - e) zarząd jest wybierany przez walne zgromadzenie na okres nieprzekraczający czterech lat;
 - f) zarząd mianuje przewodniczącego i trzech wiceprzewodniczących spośród swoich członków;
 - g) współpracą między operatorami systemu dystrybucyjnego a operatorami systemu przesyłowego zgodnie z art. 56 i 57 kieruje zarząd;
 - h) decyzje zarządu przyjmowane są bezwzględną większością głosów;
 - i) na podstawie propozycji zarządu walne zgromadzenie mianuje spośród swoich członków sekretarza generalnego na okres czterech lat, z możliwością jednokrotnego przedłużenia;
 - j) na podstawie propozycji zarządu walne zgromadzenie mianuje grupy eksperckie, przy czym żadna z grup nie może liczyć więcej niż 30 członków, a 1/3 spośród nich może nie być członkami organizacji OSD UE; ponadto ustanawia się jedną „krajową” grupę ekspercką, w skład której wchodzi po jednym przedstawicielu operatorów systemów dystrybucyjnych z każdego państwa członkowskiego.
2. Procedury przyjęte przez organizację OSD UE gwarantują sprawiedliwe i proporcjonalne traktowanie jej członków oraz odzwierciedlają różnorodność struktury geograficznej i gospodarczej jej członków. W szczególności procedury te przewidują, że:
 - a) zarząd składa się z prezesa zarządu i 27 przedstawicieli członków, z czego:
 - (i) dziewięciu to przedstawiciele członków mających ponad 1 mln użytkowników sieci;
 - (ii) dziewięciu to przedstawiciele członków mających ponad 100 000 i mniej niż 1 mln użytkowników sieci; oraz
 - (iii) dziewięciu to przedstawiciele członków mających mniej niż 100 000 mln użytkowników sieci;
 - b) przedstawiciele istniejących stowarzyszeń operatorów systemów dystrybucyjnych mogą uczestniczyć w spotkaniach zarządu w charakterze obserwatorów;
 - c) w skład zarządu nie może wchodzić więcej niż trzech przedstawicieli członków mających siedzibę w tym samym państwie członkowskim lub należących do tej samej grupy przemysłowej;

- d) każdy wiceprzewodniczący zarządu jest mianowany spośród przedstawicieli członków w każdej z kategorii opisanych w lit. a);
- e) przedstawiciele członków mających siedzibę w tym samym państwie członkowskim lub należący do tej samej grupy przemysłowej nie stanowią większości uczestników grupy eksperckiej;
- f) zarząd ustanawia grupę doradców strategicznych, która przekazuje swoje opinie zarządowi oraz grupom eksperckim i składa się z przedstawicieli europejskich stowarzyszeń operatorów systemów dystrybucyjnych oraz z przedstawicieli tych państw członkowskich, które nie są reprezentowane w zarządzie.

Artykuł 55

Zadania organizacji OSD UE

1. Organizacja OSD UE realizuje następujące zadania:
 - a) promocja eksploatacji i planowania sieci dystrybucyjnych w koordynacji z eksploatacją i planowaniem sieci przesyłowych;
 - b) ułatwianie integracji odnawialnych źródeł energii, wytwarzania rozproszonego i innych zasobów trwale obecnych w sieci dystrybucyjnej, takich jak magazynowanie energii;
 - c) ułatwianie elastyczności i odpowiedzi odbioru oraz dostępu użytkowników sieci do rynku;
 - d) wkład w cyfryzację systemów dystrybucyjnych, w tym wprowadzenie inteligentnych sieci i inteligentnych systemów pomiarowych;
 - e) wspieranie rozwoju zarządzania danymi, bezpieczeństwa cybernetycznego i ochrony danych we współpracy z odpowiednimi organami i podmiotami objętymi regulacją;
 - f) udział w opracowywaniu kodeksów sieci istotnych dla eksploatacji i planowania sieci dystrybucyjnych oraz skoordynowanej eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych zgodnie z art. 59.
2. Ponadto organizacja OSD UE:
 - a) współpracuje z ENTSO energii elektrycznej przy monitorowaniu wdrażania kodeksów sieci i wytycznych przyjętych na podstawie niniejszego rozporządzenia, które są istotne z punktu widzenia eksploatacji i planowania sieci dystrybucyjnych oraz skoordynowanej eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych;
 - b) współpracuje z ENTSO energii elektrycznej przy przyjmowaniu najlepszych praktyk w zakresie skoordynowanej eksploatacji i planowania systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, w tym kwestii takich jak wymiana danych między operatorami i koordynacja rozproszonych zasobów energetycznych;
 - c) zajmuje się określaniem najlepszych praktyk w obszarach wskazanych w ust. 1 oraz w zakresie wprowadzania usprawnień efektywności energetycznej w sieci dystrybucyjnej;
 - d) przyjmuje roczny program prac i sprawozdanie roczne;
 - e) działa zgodnie z prawem konkurencji oraz zapewnia neutralność.

Artykuł 56

Konsultacje w procesie opracowywania kodeksów sieci

1. Uczestnicząc w opracowywaniu nowych kodeksów sieci zgodnie z art. 59, organizacja OSD UE prowadzi zakrojone na szeroką skalę konsultacje, na wczesnym etapie oraz w sposób otwarty i przejrzysty, z udziałem wszystkich właściwych zainteresowanych stron, a w szczególności organizacji reprezentujących takie zainteresowane strony, zgodnie z przepisami regulaminu wewnętrznego, o którym mowa w art. 53, dotyczącymi konsultacji. W konsultacjach tych uczestniczą również organy regulacyjne i inne organy krajowe, przedsiębiorstwa zajmujące się dostarczaniem i wytwarzaniem energii elektrycznej, użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, organy techniczne i platformy zainteresowanych stron. Celem tych konsultacji jest pozyskanie uwag i wniosków wszystkich właściwych stron w ramach procesu podejmowania decyzji.

2. Wszystkie dokumenty i protokoły spotkań dotyczące konsultacji, o których mowa w ust. 1, podaje się do wiadomości publicznej.
3. Organizacja OSD UE uwzględnia uwagi przekazane w trakcie konsultacji. Przed przyjęciem propozycji kodeksów sieci, o których mowa w art. 59, organizacja OSD UE wskazuje, w jaki sposób uwzględniono uwagi otrzymane podczas konsultacji. Podaje również uzasadnienie, w przypadku gdy takich uwag nie uwzględniono.

Artykuł 57

Współpraca między operatorami systemów dystrybucyjnych i operatorami systemów przesyłowych

1. Operatorzy systemów dystrybucyjnych i operatorzy systemów przesyłowych współpracują ze sobą przy planowaniu i eksploatacji swoich sieci. W szczególności operatorzy systemów dystrybucyjnych i operatorzy systemów przesyłowych prowadzą wymianę wszystkich niezbędnych informacji i danych dotyczących wyników działania aktywów wytórczych i odpowiedzi odbioru, codziennej eksploatacji swoich sieci i długoterminowego planowania inwestycji sieciowych, aby zapewnić rozwój i eksploatację swoich sieci w sposób efektywny kosztowo, bezpieczny i niezawodny.
2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych i operatorzy systemów przesyłowych współpracują ze sobą w celu osiągnięcia skoordynowanego dostępu do zasobów, takich jak wytwarzanie rozproszone, magazynowanie energii i odpowiedź odbioru, które mogą zaspokajać szczególne potrzeby zarówno operatorów systemów dystrybucyjnych, jak i operatorów systemów przesyłowych.

ROZDZIAŁ VII

KODEKSY SIECI I WYTYCZNE

Artykuł 58

Przyjmowanie kodeksów sieci i wytycznych

1. Komisja może przyjmować, akty wykonawcze lub delegowane zgodnie z uprawnieniami przewidzianymi w art. 59, 60 i 61. Takie akty mogą być przyjmowane jako kodeksy sieci w oparciu o treść propozycji opracowanych przez ENTSO energii elektrycznej lub – w przypadku gdy tak przewidziano w wykazie priorytetów zgodnie z art. 59 ust. 3 – przez organizację OSD UE, w stosownych przypadkach we współpracy z ENTSO energii elektrycznej, oraz ACER zgodnie z procedurą określoną w art. 59, albo jako wytyczne zgodnie z procedurą określoną w art. 61.
2. Kodeksy sieci i wytyczne:
 - a) zapewniają minimalny stopień harmonizacji niezbędny do osiągnięcia celów niniejszego rozporządzenia;
 - b) uwzględniają, w stosownych przypadkach, specyfikę regionalną;
 - c) nie wykraczają poza to, co jest konieczne do osiągnięcia celów określonych w lit. a); oraz
 - d) pozostają bez uszczerbku dla prawa państw członkowskich do ustanawiania krajowych kodeksów sieci, które nie mają wpływu na obrót międzystrefowy.

Artykuł 59

Ustanowienie kodeksów sieci

1. Komisja jest uprawniona do przyjmowania aktów wykonawczych w celu zapewnienia jednolitych warunków wykonywania niniejszego rozporządzenia poprzez ustanowienie kodeksów sieci w następujących obszarach:
 - a) zasady bezpieczeństwa i niezawodności sieci, w tym zasady dotyczące technicznych rezerw zdolności przesyłowej zapewniających bezpieczeństwo eksploatacyjne sieci, a także zasady interoperacyjności wykonujące art. 34–47 i art. 57 niniejszego rozporządzenia oraz art. 40 dyrektywy (UE) 2019/944, w tym zasady dotyczące stanu systemu, działań zaradczych i granic bezpieczeństwa pracy systemu, kontroli napięcia i zarządzania mocą bierną, zarządzania prądem zwarciovym, zarządzania przepływem mocy, analizy zdarzeń losowych i postępowania w przypadku ich wystąpienia, sprzętu ochronnego i planów ochrony, wymiany danych, zgodności, szkolenia, analizy planowania operacyjnego i bezpieczeństwa operacyjnego, koordynacji bezpieczeństwa operacyjnego w regionie, koordynacji wyłączeń, planów dostępności istotnych aktywów, analizy wystarczalności, usług pomocniczych, grafikiowania oraz środowiska danych służących planowaniu operacyjnemu;

- b) zasady alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi wykonujące art. 6 dyrektywy (UE) 2019/944 oraz art. 7–10, art. 13–17 i art. 35–37 niniejszego rozporządzenia, w tym zasady dotyczące metod i procesów wyznaczania zdolności przesyłowych w przedziałach czasowych rynku dnia bieżącego, rynku dnia następnego i rynku terminowego, modele sieci, konfiguracja obszarów rynkowych, redysponowanie i zakupy przeciwne, algorytmy handlu, jednolite łączenie rynków dnia następnego i dnia bieżącego, gwarancja przyznanych międzyobszarowych zdolności przesyłowych, dystrybucja dochodów z ograniczeń przesyłowych, zabezpieczenie ryzyka wynikającego z przesyłu międzystrefowego, procedury mianowania oraz alokacja zdolności przesyłowych i odzyskiwanie kosztów zarządzania ograniczeniami przesyłowymi;
- c) zasady wykonujące art. 5, 6 i 17 dotyczące wymiany handlowej w odniesieniu do technicznej i eksploatacyjnej organizacji usług dostępu do sieci i bilansowania systemu, obejmujące związane z siecią zasady dotyczące rezerwy mocy, w tym funkcje i obowiązki, platformy wymiany energii bilansującej, czasy zamknięcia bramki, wymogi dotyczące produktów standardowych i specyficznych produktów energii bilansującej, zakup usług bilansowania, alokacja międzyobszarowej zdolności przesyłowej do celów wymiany usług bilansujących lub współdzielenia rezerw, rozliczanie energii bilansującej, rozliczanie wymiany energii między operatorami systemów, rozliczanie niezbilansowania i rozliczanie mocy bilansującej, kontrolę częstotliwości obciążenia, parametry docelowe i określenie jakości częstotliwości, rezerwy utrzymania częstotliwości, rezerwy odbudowy częstotliwości, rezerwy zastępcze, wymianę i wzajemne udostępnianie rezerw, transgraniczne procedury aktywacji rezerw, procedury kontroli czasu oraz przejrzystość informacji;
- d) zasady wykonujące art. 36, 40 i 54 dyrektywy (UE) 2019/944 dotyczące niedyskryminacyjnego, przejrzystego świadczenia usług pomocniczych niezależnych od częstotliwości, w tym zasady dotyczące regulacji napięcia w stanie ustalonym, inercja, szybkie wprowadzanie prądu biernego, inercja dla stabilności sieci, prąd zwarciovowy, zdolność do rozruchu autonomicznego oraz zdolność do pracy wyspowej;
- e) zasady wykonujące art. 57 niniejszego rozporządzenia oraz art. 17, 31, 32, 36, 40 i 54 dyrektywy (UE) 2019/944 dotyczące odpowiedzi odbioru, w tym zasady dotyczące agregacji, magazynowania energii oraz zasady ograniczania popytu.

Te akty wykonawcze przyjmuje się zgodnie z procedurą sprawdzającą, o której mowa w art. 67 ust. 2.

2. Komisja jest uprawniona do przyjmowania aktów delegowanych zgodnie z art. 68, uzupełniających niniejsze rozporządzenie, dotyczących ustanowienia kodeksów sieci w następujących obszarach:

- a) zasady przyłączenia do sieci, w tym zasady dotyczące przyłączenia instalacji odbiorczych przyłączonych do systemu przesyłowego, instalacji i systemów dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego, przyłączenia instalacji odbiorczych wykorzystywanych do zapewniania odpowiedzi odbioru, wymogi dotyczące przyłączenia instalacji wytwórczych do sieci, wymogi dotyczące podłączeń do sieci prądu stałego o wysokim napięciu, wymogi dotyczące przyłączenia do sieci modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego oraz stacji przekształtnikowych prądu stałego o wysokim napięciu w oddalonej lokalizacji oraz procedury powiadomienia operacyjnego dla przyłączenia do sieci;
- b) zasady wymiany, rozliczania i przejrzystości danych, w tym w szczególności zasady dotyczące zdolności przesyłowych w odpowiednich horyzontach czasowych, szacunków i rzeczywistych wartości alokacji i wykorzystania zdolności przesyłowych, prognozowanego i rzeczywistego zapotrzebowania na urządzenia, oraz ich agregacji, w tym niedostępności urządzeń, prognoza i rzeczywista generacja jednostek wytwórczych, oraz ich agregacji, w tym niedostępność jednostek, dostępności i wykorzystania sieci, środków zarządzania ograniczeniami przesyłowymi i dane rynku bilansującego. Zasady powinny obejmować sposoby publikowania informacji, terminy publikacji, podmioty odpowiedzialne za rozpatrywanie;
- c) zasady dostępu stron trzecich;
- d) procedury operacyjne w przypadku stanu zagrożenia i stanu odbudowy w sytuacjach awaryjnych, w tym plany obrony systemu przed zagrożeniami, plany odbudowy systemu, interakcje na rynku, wymiana informacji, komunikacja oraz narzędzia i ułatwienia;
- e) zasady sektorowe dotyczące aspektów cyberbezpieczeństwa w transgranicznych przepływach energii elektrycznej, w tym zasady dotyczące wspólnych wymogów minimalnych, planowania, monitorowania, sprawozdawczości i zarządzania kryzysowego.

3. Po konsultacji z ACER, ENTSO energii elektrycznej, organizacją OSD UE i z innymi właściwymi zainteresowanymi stronami Komisja ustanawia co trzy lata wykaz priorytetów ustalający obszary określone w ust. 1 i 2, które należy uwzględnić przy opracowywaniu kodeksów sieci.

Jeżeli przedmiot kodeksu sieci jest bezpośrednio związany z pracą systemu dystrybucyjnego, lecz zasadniczo nie ma znaczenia dla systemu przesyłowego, Komisja może zobowiązać organizację OSD UE, we współpracy z ENTSO energii elektrycznej, do zwołania komitetu redakcyjnego i przedłożenia ACER propozycji kodeksu sieci.

4. Komisja zwraca się do ACER o przedłożenie jej w rozsądnym terminie, nieprzekraczającym sześciu miesięcy od otrzymania wniosku Komisji, niewiązanych wytycznych ramowych określających jasne i obiektywne zasady opracowywania kodeksów sieci odnoszących się do obszarów określonych w wykazie priorytetów („wytyczne ramowe”). Wniosek Komisji może obejmować warunki, które mają być uregulowane w wytycznych ramowych. Każda wytyczna ramowa przyczynia się do integracji rynku, niedyskryminacji, skutecznej konkurencji i sprawnego funkcjonowania rynku. Na uzasadniony wniosek ACER Komisja może przedłużyć termin przedłożenia wytycznych.
5. ACER konsultuje się z ENTSO energii elektrycznej, organizacją OSD UE, oraz z innymi właściwymi zainteresowanymi stronami w sprawie wytycznych ramowych w okresie nie krótszym niż dwa miesiące, w sposób otwarty i przejrzysty.
6. ACER przedkłada Komisji niewiązające wytyczne ramowe w przypadku gdy Komisja zwróci się do niej zgodnie z ust. 4.
7. Jeżeli Komisja uzna, że wytyczne ramowe nie przyczyniają się do integracji rynku, niedyskryminacji, skutecznej konkurencji i sprawnego funkcjonowania rynku, może się zwrócić do ACER o przegląd wytycznych ramowych w rozsądnym terminie i o ponowne ich przedłożenie Komisji.
8. Jeżeli ACER nie przedłoży wytycznych ramowych lub nie przedłoży ich ponownie w terminie wyznaczonym przez Komisję zgodnie z ust. 4 lub 7, Komisja opracowuje dany projekt wytycznych ramowych.
9. Komisja może zwrócić się do ENTSO energii elektrycznej lub – w przypadku gdy tak przewidziano w wykazie priorytetów, o którym mowa w ust. 3 – do organizacji OSD UE, we współpracy z ENTSO energii elektrycznej, o przedłożenie ACER w rozsądnym terminie, nieprzekraczającym 12 miesięcy od otrzymania wniosku Komisji, propozycji kodeksu sieci zgodnego z odpowiednimi wytycznymi ramowymi.
10. ENTSO energii elektrycznej lub – w przypadku gdy tak przewidziano w wykazie priorytetów, o którym mowa w ust. 3 – organizacja OSD UE, we współpracy z ENTSO energii elektrycznej, zwołuje komitet redakcyjny, aby uzyskać wsparcie w procesie opracowywania kodeksu sieci. W skład komitetu redakcyjnego wchodzi przedstawiciele ACER, ENTSO energii elektrycznej, w stosownych przypadkach organizacji OSD UE oraz NEMO, a także ograniczona liczba głównych zainteresowanych stron, na które ma to wpływ. ENTSO energii elektrycznej lub – w przypadku gdy tak przewidziano w wykazie priorytetów, o którym mowa w ust. 3 – organizacja OSD UE, we współpracy z ENTSO energii elektrycznej, opracowuje propozycje kodeksów sieci w obszarach, o których mowa w ust. 1 i 2, na wniosek Komisji zgodnie z ust. 9.
11. ACER weryfikuje proponowany kodeks sieci i zapewnia, aby kodeks sieci był zgodny z odpowiednimi wytycznymi ramowymi i przyczyniał się do integracji rynku, niedyskryminacji, skutecznej konkurencji oraz sprawnego funkcjonowania rynku, oraz przedkłada zweryfikowany kodeks sieci Komisji w terminie sześciu miesięcy od dnia otrzymania propozycji. W projekcie przedłożonym Komisji ACER uwzględnia uwagi przekazane przez wszystkie zaangażowane strony w trakcie prac nad propozycją, którymi kieruje ENTSO energii elektrycznej lub organizacja OSD UE, oraz konsultuje się z właściwymi zainteresowanymi stronami w sprawie wersji, która ma zostać przedłożona Komisji.
12. W przypadku gdy ENTSO energii elektrycznej lub organizacja OSD UE nie opracowały kodeksu sieci w terminie określonym przez Komisję zgodnie z ust. 9, Komisja może zwrócić się do ACER o przygotowanie projektu kodeksu sieci w oparciu o odpowiednie wytyczne ramowe. ACER może rozpocząć dalsze konsultacje w trakcie przygotowywania projektu kodeksu sieci zgodnie z niniejszym ustępem. ACER przedkłada Komisji projekt kodeksu sieci przygotowany zgodnie z niniejszym ustępem i może zalecić jego przyjęcie.
13. Komisja może przyjąć z własnej inicjatywy – w przypadku gdy ENTSO energii elektrycznej lub organizacja OSD UE nie opracowały kodeksu sieci, lub ACER nie opracowała projektu kodeksu sieci, o którym mowa w ust. 12, lub na podstawie propozycji ACER zgodnie z ust. 11 – jeden lub większą liczbę kodeksów sieci w obszarach wymienionych w ust. 1 i 2.
14. W przypadku gdy Komisja proponuje przyjęcie kodeksu sieci z własnej inicjatywy, konsultuje się w sprawie projektu kodeksu sieci z ACER, ENTSO energii elektrycznej i ze wszystkimi właściwymi zainteresowanymi stronami przez okres nie krótszy niż dwa miesiące.
15. Niniejszy artykuł pozostaje bez uszczerbku dla prawa Komisji do przyjmowania i zmiany wytycznych zgodnie z art. 61. Pozostaje on bez uszczerbku dla możliwości opracowywania przez ENTSO energii elektrycznej niewiązanych wytycznych w obszarach określonych w ust. 1 i 2, w przypadku gdy takie wytyczne nie obejmują obszarów, których dotyczy wniosek skierowany do ENTSO energii elektrycznej przez Komisję. ENTSO energii elektrycznej przedkłada wszelkie takie wytyczne ACER do zaopiniowania oraz należyście uwzględnić tę opinię.

*Artykuł 60***Zmiany kodeksów sieci**

1. Komisja jest uprawniona do zmiany kodeksów sieci w obszarach wymienionych w art. 59 ust. 1 i 2 zgodnie z odpowiednią procedurą określoną w tym artykule. Zmiany do kodeksów sieci może również zaproponować ACER zgodnie z procedurą określoną w ust. 2 i 3 niniejszego artykułu.
2. Osoby, które mogą mieć interes w związku z którymkolwiek kodeksem sieci przyjętym zgodnie z art. 59, w tym ENTSO energii elektrycznej, organizacje OSD UE, organy regulacyjne, operatorzy systemów dystrybucyjnych, operatorzy systemów przesyłowych, użytkownicy systemu i konsumenci, mogą przedkładać ACER projekty zmian do tego kodeksu sieci. ACER może również zaproponować zmiany z własnej inicjatywy.
3. ACER może przedłożyć Komisji uzasadnione propozycje zmian, wyjaśniając w jaki sposób takie wnioski są zgodne z celami kodeksów sieci określonymi w art. 59 ust. 3 niniejszego rozporządzenia. W przypadku gdy uzna propozycję zmian za dopuszczalną, a także w przypadku zmian proponowanych z własnej inicjatywy, ACER konsultuje się ze wszystkimi zainteresowanymi stronami zgodnie z art. 14 rozporządzenia (UE) 2019/942.

*Artykuł 61***Wytuczne**

1. Komisja jest uprawniona do przyjmowania wiążących wytycznych w obszarach wymienionych w niniejszym artykule.
2. Komisja jest uprawniona do przyjmowania wytycznych w obszarach, w których takie akty mogłyby być również opracowane w ramach procedury opracowywania kodeksów sieci zgodnie z art. 59 ust. 1 i 2. Te wytyczne przyjmuje się w drodze aktów delegowanych lub aktów wykonawczych, w zależności od odpowiednich uprawnień przewidzianych w niniejszym rozporządzeniu.
3. Komisja jest uprawniona do przyjmowania aktów delegowanych zgodnie z art. 68, uzupełniających niniejsze rozporządzenie poprzez określenie wytycznych w odniesieniu do mechanizmu rozliczania rekompensat międzyoperatorskich. Wytyczne te określają, zgodnie z zasadami określonymi w art. 18 i 49:
 - a) szczegóły procedury ustalania, którzy operatorzy systemów przesyłowych mają obowiązek wypłacania rekompensat za przepływy transgraniczne, łącznie z obowiązkiem ustalania podziału między operatorami krajowych systemów przesyłowych, w których ma początek przepływ transgraniczny, a operatorami krajowych systemów przesyłowych, w których ten przepływ się kończy, zgodnie z art. 49 ust. 2;
 - b) szczegóły procedury płatności, jaka ma być stosowana, łącznie z określeniem pierwszego okresu, za który ma być wypłacona rekompensata, zgodnie z art. 49 ust. 3 akapit drugi;
 - c) szczegóły metod określania przyjmowanych przepływów transgranicznych, za które ma być wypłacana rekompensata zgodnie z art. 49, zarówno w kategoriach ilości, jak i rodzaju przepływu, oraz wyznaczania wielkości takich przepływów jako pochodzących z systemów przesyłowych danego państwa członkowskiego lub kończących się w nim, zgodnie z art. 49 ust. 5;
 - d) szczegóły metod ustalania kosztów i korzyści powstających w wyniku przyjmowania przepływów transgranicznych, zgodnie z art. 49 ust. 6;
 - e) szczegóły traktowania – w kontekście mechanizmu rozliczania rekompensat międzyoperatorskich – przepływów energii elektrycznej rozpoczynających lub kończących się w państwach poza Europejskim Obszarem Gospodarczym; oraz
 - f) ustalenia dotyczące udziału systemów krajowych połączonych wzajemnie liniami prądu stałego, zgodnie z art. 49.
4. W stosownych przypadkach Komisja może przyjmować akty wykonawcze ustanawiające wytyczne zapewniające minimalny stopień harmonizacji wymagany do osiągnięcia celu niniejszego rozporządzenia. Te wytyczne mogą określać:
 - a) szczegóły dotyczące zasad obrotu energią elektryczną wykonujących art. 6 dyrektywy (UE) 2019/944 oraz art. 5–10, art. 13–17 i art. 35, 36 i 37 niniejszego rozporządzenia;
 - b) szczegóły dotyczące zasad zachęcania do inwestowania w odniesieniu do zdolności połączeń wzajemnych, w tym sygnałów lokalizacyjnych, wykonujących art. 19.

Te akty wykonawcze przyjmuje się zgodnie z procedurą sprawdzającą, o której mowa w art. 67 ust. 2.

5. Komisja może przyjmować akty wykonawcze ustanawiające wytyczne dotyczące koordynacji operacyjnej działań operatorów systemów przesyłowych na poziomie Unii. Wytyczne te muszą być spójne z kodeksami sieci, o których mowa w art. 59, i opierać się na przyjętych specyfikacjach, o których mowa w art. 30 ust. 1 pkt (i). Przyjmując te wytyczne, Komisja uwzględnia różne regionalne i krajowe wymogi operacyjne.

Te akty wykonawcze przyjmuje się zgodnie z procedurą sprawdzającą, o której mowa w art. 67 ust. 2.

6. Przyjmując lub zmieniając wytyczne, Komisja konsultuje się z ACER, ENTSO energii elektrycznej, organizacją OSD UE oraz, w stosownych przypadkach, z innymi zainteresowanymi stronami.

Artykuł 62

Prawo państw członkowskich do wprowadzania bardziej szczegółowych środków

Niniejsze rozporządzenie pozostaje bez uszczerbku dla praw państw członkowskich do utrzymania lub wprowadzenia środków zawierających bardziej szczegółowe przepisy niż te określone w niniejszym rozporządzeniu, w wytycznych, o których mowa w art. 61, lub w kodeksach sieci, o których mowa w art. 59, pod warunkiem że środki te są zgodne z prawem Unii.

ROZDZIAŁ VIII

PRZEPISY KOŃCOWE

Artykuł 63

Nowe połączenia wzajemne

1. Nowe połączenia wzajemne prądu stałego mogą być, na wniosek, zwolnione na czas ograniczony ze stosowania art. 19 ust. 2 i 3 niniejszego rozporządzenia oraz art. 6 i 43, art. 59 ust. 7 i art. 60 ust. 1 dyrektywy (UE) 2019/944, o ile spełnione są następujące warunki:

- a) inwestycja zwiększa konkurencję w dziedzinie dostaw energii elektrycznej;
- b) poziom ryzyka związanego z inwestycją jest taki, że inwestycja ta nie zostałaby zrealizowana, gdyby nie udzielono zwolnienia;
- c) połączenie wzajemne jest własnością osoby fizycznej lub prawnej, odrębnej – przynajmniej w zakresie formy prawnej – od operatorów systemów, w których systemach to połączenie wzajemne zostanie zbudowane;
- d) opłatami obciąża się użytkowników tego połączenia wzajemnego;
- e) od czasu częściowego otwarcia rynku, o którym mowa w art. 19 dyrektywy 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady ⁽²⁴⁾, żadna część kosztów inwestycyjnych ani operacyjnych połączenia wzajemnego nie została odzyskana z jakiegokolwiek składnika opłat naliczanych za korzystanie z systemów przesyłowych lub dystrybucyjnych połączonych połączeniem wzajemnym; oraz
- f) zwolnienie nie zaszkodzi konkurencji, sprawnemu funkcjonowaniu rynku wewnętrznego energii elektrycznej ani skutecznemu funkcjonowaniu regulowanego systemu, z którym powiązane jest połączenie wzajemne.

2. Ust. 1 stosuje się również – w wyjątkowych przypadkach – do połączeń wzajemnych prądu przemiennego, o ile koszty i ryzyko związane z przedmiotową inwestycją są szczególnie wysokie w porównaniu z kosztami i ryzykiem zwykle ponoszonymi przy łączeniu dwóch sąsiadujących krajowych systemów przesyłowych za pomocą połączenia wzajemnego prądu przemiennego.

3. Ust. 1 stosuje się również do przypadków znaczącego wzrostu zdolności istniejących połączeń wzajemnych.

⁽²⁴⁾ Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.U. L 27 z 30.1.1997, s. 20).

4. Decyzja w sprawie przyznania zwolnienia, o którym mowa w ust. 1, 2 i 3, podejmowana jest indywidualnie dla każdego przypadku przez organy regulacyjne danych państw członkowskich. Zwolnienie może dotyczyć całości lub części zdolności nowego połączenia wzajemnego lub istniejącego połączenia wzajemnego o znacząco zwiększonej zdolności.

W terminie dwóch miesięcy od dnia, w którym ostatni z organów regulacyjnych, których to dotyczy, otrzymał wniosek o zwolnienie, ACER może przekazać tym organom regulacyjnym opinię. Opinia ta może służyć za podstawę decyzji tych organów regulacyjnych.

Podejmując decyzję o przyznaniu zwolnienia, organy regulacyjne uwzględniają indywidualnie dla każdego przypadku potrzebę nałożenia warunków dotyczących czasu trwania zwolnienia i niedyskryminującego dostępu do połączenia wzajemnego. Podejmując decyzję w sprawie tych warunków, organy regulacyjne uwzględniają w szczególności planowaną dodatkową zdolność lub zmianę istniejącej zdolności, ramy czasowe przedsięwzięcia oraz warunki krajowe.

Przed przyznaniem zwolnienia, organy regulacyjne danych państw członkowskich podejmują decyzje w sprawie zasad i mechanizmów dotyczących zarządzania zdolnością i jej alokacji. Te zasady zarządzania ograniczeniami przesyłowymi obejmują obowiązek oferowania niewykorzystanej zdolności na rynku, a użytkownicy urządzenia są upoważnieni do obrotu zakontraktowaną zdolnością na rynku wtórnym. Dokonując oceny kryteriów, o których mowa w ust. 1 lit. a), b) i f), uwzględnia się wyniki procedury alokacji zdolności.

W przypadku gdy wszystkie organy regulacyjne, których to dotyczy, osiągnęły porozumienie w sprawie decyzji o zwolnieniu w terminie sześciu miesięcy od otrzymania wniosku, informują one ACER o tej decyzji.

Decyzję w sprawie zwolnienia, w tym warunki, o których mowa w akapicie trzecim niniejszego ustępu, należy uzasadniać i publikuje.

5. ACER podejmuje decyzję, o której mowa w ust. 4:

- a) w przypadku gdy organy regulacyjne, których to dotyczy, nie były w stanie osiągnąć porozumienia w terminie sześciu miesięcy od dnia, w którym ostatni z tych organów regulacyjnych otrzymał wniosek o zwolnienie; lub
- b) na wspólny wniosek organów regulacyjnych, których to dotyczy.

Przed podjęciem takiej decyzji ACER konsultuje się z organami regulacyjnymi, których to dotyczy, oraz z wnioskodawcami.

6. Niezależnie od ust. 4 i 5 państwa członkowskie mogą postanowić, że organ regulacyjny lub ACER, zależnie od przypadku, przedkładają właściwemu podmiotowi w państwie członkowskim swoją opinię w sprawie wniosku o zwolnienie w celu wydania formalnej decyzji. Opinię tę publikuje się wraz z decyzją.

7. Kopia każdego wniosku o zwolnienie przekazywana jest w celach informacyjnych przez organy regulacyjne Komisji i ACER niezwłocznie po jego otrzymaniu. Organ regulacyjny, których to dotyczy, lub ACER („organy powiadamiające”) niezwłocznie przekazują Komisji decyzję w sprawie zwolnienia wraz ze wszystkimi stosownymi informacjami, które jej dotyczą. Informacje te mogą zostać przedłożone Komisji w postaci zbiorczej, umożliwiającej jej podjęcie uzasadnionej decyzji. Informacje te zawierają w szczególności:

- a) szczegółowe powody, dla których przyznano zwolnienie lub odmówiono jego przyznania, wraz z informacjami finansowymi uzasadniającymi potrzebę zwolnienia;
- b) przeprowadzone analizy wpływu przyznania zwolnienia na konkurencję i sprawne funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej;
- c) uzasadnienie okresu i proporcjonalnego udziału tej części zdolności danego połączenia wzajemnego, dla którego przyznano zwolnienie; oraz
- d) wyniki konsultacji z organami regulacyjnymi, których to dotyczy.

8. W terminie 50 dni roboczych od następnego dnia po otrzymaniu powiadomienia zgodnie z ust. 7 Komisja może podjąć decyzję o zwróceniu się do organów powiadamiających, aby zmieniły lub cofnęły decyzję o zwolnieniu. Termin ten może zostać przedłużony o dodatkowe 50 dni roboczych w przypadku gdy Komisja zwróci się o przekazanie dalszych informacji. Bieg tego dodatkowego terminu rozpoczyna się następnego dnia po otrzymaniu pełnych informacji. Początkowy termin również może przedłużony także za zgodą zarówno Komisji, jak i organów powiadamiających.

W przypadku gdy informacje, o które wystąpiono, nie zostaną przekazane w terminie określonym we wniosku, powiadomienie uważa się za wycofane, chyba że przed wygaśnięciem tego terminu został on przedłużony za zgodą zarówno Komisji, jak i organów powiadamiających, lub jeśli organy powiadamiające, w należycie uzasadnionym oświadczeniu, poinformowały Komisję, że uważają powiadomienie za kompletne.

Organy powiadamiające stosują się do decyzji Komisji o zmianie lub cofnięciu decyzji o zwolnieniu w terminie miesiąca od otrzymania oraz informują o tym Komisję.

Komisja zapewnia poufność szczególnie chronionych informacji handlowych.

Zatwierdzenie przez Komisję decyzji o zwolnieniu wygasa dwa lata po dniu jej przyjęcia, jeżeli do tego czasu budowa połączenia wzajemnego jeszcze się nie rozpoczęła, oraz pięć lat po dniu jego przyjęcia, jeżeli do tego czasu połączenie wzajemne nie rozpoczęło działalności, chyba że Komisja zadecyduje, na podstawie uzasadnionego wniosku organów powiadamiających, że wszelkie opóźnienia są spowodowane poważnymi przeszkodami pozostającymi poza kontrolą osoby, której przyznano zwolnienie.

9. W przypadku gdy organy regulacyjne danych państw członkowskich postanowią zmienić decyzję o zwolnieniu, niezwłocznie przekazują swoją decyzję Komisji, wraz ze wszelkimi istotnymi informacjami, które tej decyzji dotyczą. Do decyzji o zmianie decyzji o zwolnieniu stosuje się ust. 1–8, z uwzględnieniem specyficznych aspektów obowiązującego zwolnienia.

10. Komisja może, z własnej inicjatywy lub na wniosek, wznowić postępowanie dotyczące wniosku o zwolnienie, w przypadku gdy:

- a) należycie uwzględniając uzasadnione oczekiwania stron oraz równowagę gospodarczą osiągniętą w pierwotnej decyzji o zwolnieniu – jakiegokolwiek fakty, na których oparto tę decyzję, uległy istotnej zmianie;
- b) zainteresowane przedsiębiorstwa działają w sposób sprzeczny ze swoimi zobowiązaniami; lub
- c) decyzję podjęto na podstawie niekompletnych, nieprawidłowych lub wprowadzających w błąd informacji przekazanych przez strony.

11. Komisja jest uprawniona do przyjmowania aktów delegowanych zgodnie z art. 68, uzupełniających niniejsze rozporządzenie, dotyczących przyjęcia wytycznych w sprawie stosowania warunków określonych w ust. 1 niniejszego artykułu oraz określenia procedury, która ma być stosowana w celu zastosowania ust. 4 i 7–10 niniejszego artykułu.

Artykuł 64

Odstępstwa

1. Państwa członkowskie mogą stosować odstępstwa od odpowiednich przepisów art. 3 i 6, art. 7 ust. 1, art. 8 ust. 1 i 4, art. 9, 10 i 11, art. 14–17, art. 19 i 20–27, art. 35–47 i art. 51, pod warunkiem, że:

- a) państwo członkowskie jest w stanie wykazać, że doświadcza istotnych problemów w eksploatacji swoich małych systemów wydzielonych i małych systemów połączonych;
- b) regiony najbardziej oddalone w rozumieniu art. 349 TFUE nie mogą być połączone z unijnym rynkiem energii z oczywistych względów fizycznych.

W przypadku, o którym mowa w akapicie pierwszym lit. a), odstępstwo jest ograniczone w czasie i podlega warunkom mającym na celu zwiększenie konkurencji i integracji z rynkiem wewnętrznym energii elektrycznej.

W przypadku, o którym mowa w akapicie pierwszym lit. b), odstępstwo nie jest ograniczone w czasie.

Komisja informuje państwa członkowskie o tych wnioskach przed przyjęciem decyzji, zapewniając poufność szczególnie chronionych informacji handlowych.

Odstępstwo przyznawane na mocy niniejszego artykułu ma na celu zapewnienie, aby nie utrudniało ono przejścia na odnawialne źródła energii, większej elastyczności, magazynowania energii, elektromobilności i odpowiedzi odbioru.

W decyzji o przyznaniu odstępstwa Komisja określa, w jakim zakresie odstępstwo ma uwzględniać stosowanie kodeksów sieci i wytycznych dotyczących sieci.

2. Art. 3, 5 i 6, art. 7 ust. 1, art. 7 ust. 2 lit. c) i g), art. 8—17, art. 18 ust. 5 i 6, art. 19 i 20, art. 21 ust. 1, 2 oraz ust. 4–8, art. 22 ust. 5 lit. c), art. 22 ust. 2 lit. b) i c), art. 22 ust. 2 ostatni akapit, art. 23–27, art. 34 ust. 1, 2 i 3, art. 35–47, art. 48 ust. 2 oraz art. 49 i 51 nie mają zastosowania do Cypru do chwili połączenia jego systemu przesyłowego z systemami przesyłowymi innych państw członkowskich za pomocą połączeń wzajemnych.

Jeżeli system przesyłowy Cypru nie zostanie połączony z systemami przesyłowymi innych państw członkowskich za pomocą połączeń wzajemnych do dnia 1 stycznia 2026 r., Cypr oceni potrzebę uzyskania odstępstwa od tych przepisów i może przedłożyć Komisji wniosek o przedłużenie odstępstwa. Komisja ocenia, czy stosowanie przepisów może spowodować poważne problemy w eksploatacji systemu elektroenergetycznego na Cyprze, czy też należy oczekiwać, że ich zastosowanie do Cypru przyniesie korzyści dla funkcjonowania rynku. Na podstawie tej oceny Komisja wydaje uzasadnioną decyzję w sprawie pełnego lub częściowego przedłużenia odstępstwa. Decyzję tę publikuje się w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej*.

3. Niniejsze rozporządzenie nie wpływa na stosowanie odstępstw przyznanych na mocy art. 66 dyrektywy (UE) 2019/944.

4. W odniesieniu do osiągnięcia docelowego poziomu połączeń międzysystemowych na 2030 r., jak określono w rozporządzeniu (UE) 2018/1999, należy uwzględniać się połączenia elektroenergetyczne między Maltą a Włochami.

Artykuł 65

Przekazywanie informacji oraz poufność

1. Państwa członkowskie oraz organy regulacyjne przekazują Komisji, na wniosek, wszelkie informacje niezbędne do celów egzekwowania niniejszego rozporządzenia.

Komisja ustala rozsądny termin, w jakim należy przekazywać informacje, uwzględniając stopień złożoności i pilności wymaganych informacji.

2. Jeżeli państwo członkowskie lub organ regulacyjny, którego to dotyczy, nie przekaza informacji, o których mowa w ust. 1, w terminie, o którym mowa w ust. 1, Komisja może zwrócić się o wszelkie informacje niezbędne do celów egzekwowania niniejszego rozporządzenia bezpośrednio do przedsiębiorstw, których to dotyczy.

Wysyłając przedsiębiorstwu wniosek o udzielenie informacji, Komisja przesyła równocześnie kopię tego wniosku do organów regulacyjnych państwa członkowskiego, na którego terytorium znajduje się siedziba przedsiębiorstwa.

3. W swoim wniosku o udzielenie informacji na podstawie ust. 1 Komisja wskazuje podstawę prawną wniosku, termin, w jakim informacja ma zostać przekazana, cel wniosku, a także sankcje przewidziane w art. 66 ust. 2 za dostarczenie nieprawdziwych, niepełnych lub wprowadzających w błąd informacji.

4. Informacji, o których udzielenie się zwrócono, dostarczają właściciele przedsiębiorstwa lub ich przedstawiciele, a w przypadku osób prawnych, osoby fizyczne uprawnione do reprezentowania przedsiębiorstwa zgodnie z prawem lub ich statutem. W przypadku gdy do dostarczenia informacji w imieniu ich klienta upoważnieni są prawnicy, klient ponosi w pełni odpowiedzialność w przypadku gdy dostarczone informacje są nieprawdziwe, niepełne lub wprowadzają w błąd.

5. W przypadku gdy przedsiębiorstwo nie przekaza informacji, o których udzielenie się zwrócono, w wyznaczonym przez Komisję terminie lub dostarczy niepełnych informacji, Komisja może wymagać przekazania tych informacji w drodze decyzji. W decyzji tej określa się wymagane informacje oraz wskazuje odpowiedni termin, w jakim informacje mają zostać dostarczone. W decyzji tej informuje się o sankcjach przewidzianych w art. 66 ust. 2. Zawiera ona również informacje o prawie do kontroli tej decyzji przez Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej.

Komisja wysłała równocześnie kopię swojej decyzji do organów regulacyjnych państwa członkowskiego, na którego terytorium znajduje się miejsce zamieszkania osoby lub siedziba przedsiębiorstwa.

6. Informacje, o których mowa w ust. 1 i 2, wykorzystuje się jedynie do celów egzekwowania niniejszego rozporządzenia.

Komisja nie ujawnia informacji, które uzyskano zgodnie z niniejszym rozporządzeniem w przypadku, gdy informacje te są objęte tajemnicą zawodową.

Artykuł 66

Sankcje

1. Bez uszczerbku dla ust. 2 niniejszego artykułu, państwa członkowskie ustanawiają przepisy dotyczące sankcji mających zastosowanie w przypadku naruszeń niniejszego rozporządzenia, kodeksów sieci przyjętych na podstawie art. 59 i wytycznych przyjętych na podstawie art. 61 oraz podejmują wszelkie niezbędne środki w celu zapewnienia ich wykonywania. Przewidziane sankcje muszą być skuteczne, proporcjonalne i odstrasżające. Państwa członkowskie niezwłocznie powiadamiają Komisję o tych przepisach i środkach, a także powiadamiają ją niezwłocznie o wszelkich późniejszych zmianach, które ich dotyczą.
2. Komisja może w drodze decyzji nałożyć na przedsiębiorstwa grzywnę nieprzekraczającą 1 % wartości całkowitego obrotu w poprzedzającym roku obrotowym, w przypadku gdy przedsiębiorstwa te umyślnie lub poprzez zaniedbanie, w odpowiedzi na wniosek przesłany zgodnie z art. 65 ust. 3, dostarczyły nieprawdziwe, niepełne lub wprowadzające w błąd informacje, lub nie dostarczyły informacji w terminie ustalonym w decyzji podjętej zgodnie z art. 65 ust. 5 akapit pierwszy. Przy ustalaniu wysokości grzywny Komisja uwzględni powagę naruszenia wymogów, o których mowa w ust. 1 niniejszego artykułu.
3. Sankcje przewidziane zgodnie z ust. 1 oraz wszelkie decyzje podejmowane zgodnie z ust. 2 nie mogą mieć charakteru karnoprawnego.

Artykuł 67

Procedura komitetowa

1. Komisję wspomaga komitet ustanowiony na mocy art. 68 dyrektywy (UE) 2019/944. Komitet ten jest komitetem w rozumieniu rozporządzenia (UE) nr 182/2011.
2. W przypadku odesłania do niniejszego ustępu stosuje się art. 5 rozporządzenia (UE) nr 182/2011.

Artykuł 68

Wykonywanie przekazanych uprawnień

1. Powierzenie Komisji uprawnień do przyjmowania aktów delegowanych podlega warunkom określonym w niniejszym artykule.
2. Uprawnienia do przyjmowania aktów delegowanych, o których mowa w art. 34 ust. 3, art. 49 ust. 4, art. 59 ust. 2, art. 61 ust. 2 i art. 63 ust. 11, powierza się Komisji na okres do dnia 31 grudnia 2028 r. Komisja sporządza sprawozdanie dotyczące przekazania uprawnień nie później niż dziewięć miesięcy przed końcem tego okresu lub, w stosownych przypadkach, przed końcem następnego okresu. Przekazanie uprawnień zostaje automatycznie przedłużone na okresy ośmiu lat, chyba że Parlament Europejski lub Rada sprzeciwią się takiemu przedłużeniu nie później niż trzy miesiące przed końcem każdego okresu.
3. Przekazanie uprawnień, o którym mowa w art. 34 ust. 3, art. 49 ust. 4, art. 59 ust. 2, art. 61 ust. 2 oraz art. 63 ust. 11, może zostać w dowolnym momencie odwołane przez Parlament Europejski lub przez Radę. Decyzja o odwołaniu kończy przekazanie określonych w niej uprawnień. Decyzja o odwołaniu staje się skuteczna następnego dnia po jej opublikowaniu w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej* lub w późniejszym terminie określonym w tej decyzji. Nie wpływa ona na ważność już obowiązujących aktów delegowanych.
4. Przed przyjęciem aktu delegowanego Komisja konsultuje się z ekspertami wyznaczonymi przez każde państwo członkowskie zgodnie z zasadami określonymi w Porozumieniu międzyinstytucjonalnym z dnia 13 kwietnia 2016 r. w sprawie lepszego stanowienia prawa.
5. Niezwłocznie po przyjęciu aktu delegowanego Komisja przekazuje go równocześnie Parlamentowi Europejskiemu i Radzie.
6. Akt delegowany przyjęty na podstawie art. 34 ust. 3, art. 49 ust. 4, art. 59 ust. 2, art. 61 ust. 2 oraz art. 63 ust. 11 wchodzi w życie tylko wówczas, gdy ani Parlament Europejski, ani Rada nie wyraziły sprzeciwu w terminie dwóch miesięcy od przekazania tego aktu Parlamentowi Europejskiemu i Radzie, lub gdy, przed upływem tego terminu, zarówno Parlament Europejski, jak i Rada poinformowały Komisję, że nie wniosą sprzeciwu. Termin ten przedłuża się o dwa miesiące z inicjatywy Parlamentu Europejskiego lub Rady.

*Artykuł 69***Przeglądy i sprawozdania Komisji**

1. Do dnia 1 lipca 2025 r. Komisja dokona przeglądu obowiązujących kodeksów sieci i wytycznych, aby ocenić które z ich postanowień mogłyby zostać odpowiednio włączone do aktów ustawodawczych Unii dotyczących wewnętrznego rynku energii elektrycznej, a także jak można by weryfikować uprawnienia w odniesieniu do kodeksów sieci i wytycznych określone w art. 59 i 59.

Komisja przedłoży w tym samym terminie szczegółowe sprawozdanie ze swojej oceny Parlamentowi Europejskiemu i Radzie.

Do dnia 31 grudnia 2026 r., Komisja, w stosownych przypadkach, przedłoży wnioski ustawodawcze w oparciu o swoją ocenę.

2. Do dnia 31 grudnia 2030 r. Komisja dokona przeglądu niniejszego rozporządzenia oraz przedłoży Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdanie w oparciu o ten przegląd, w stosownych przypadkach wraz z wnioskiem ustawodawczym.

*Artykuł 70***Uchylenie**

Rozporządzenie (WE) nr 714/2009 traci moc. Odesłania do uchylonego rozporządzenia odczytuje się jako odesłania do niniejszego rozporządzenia zgodnie z tabelą korelacji w załączniku III.

*Artykuł 71***Wejście w życie**

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

2. Niniejsze rozporządzenie stosuje się od dnia 1 stycznia 2020 r.

Niezależnie od akapitu pierwszego, art. 14, 15, art. 22 ust. 4, art. 23 ust. 3 i 6, art. 35, 36 i 62 stosuje się od dnia wejścia w życie niniejszego rozporządzenia. Do celów wykonania art. 14 ust. 7 i art. 15 ust. 2, art. 16 również stosuje się od tego dnia.

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

Sporządzono w Brukseli dnia 5 czerwca 2019 r.

W imieniu Parlamentu Europejskiego

A. TAJANI

Przewodniczący

W imieniu Rady

G. CIAMBA

Przewodniczący

ZAŁĄCZNIK I

ZADANIA REGIONALNYCH CENTRÓW KOORDYNACYJNYCH

1. Skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych
 - 1.1 Regionalne centra koordynacyjne dokonują skoordynowanego wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych.
 - 1.2 Skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych dokonuje się dla przedziałów czasowych dnia następnego i dnia bieżącego.
 - 1.3 Skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych odbywa się w oparciu o metody opracowane na podstawie wytycznych w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętych na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.
 - 1.4 Skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych dokonuje się w oparciu o wspólny model sieci zgodnie z pkt 3.
 - 1.5 Skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych zapewnia efektywne zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi zgodnie z zasadami zarządzania ograniczeniami przesyłowymi określonymi w niniejszym rozporządzeniu.
2. Skoordynowana analiza bezpieczeństwa
 - 2.1 Regionalne centra koordynacyjne przeprowadzają skoordynowaną analizę bezpieczeństwa mającą na celu zapewnienie bezpiecznej pracy systemu.
 - 2.2 Analizę bezpieczeństwa przeprowadza się dla wszystkich przedziałów czasowych planowania operacyjnego, od przedziału następnego roku do przedziału dnia bieżącego, z wykorzystaniem wspólnych modeli sieci.
 - 2.3 Skoordynowanej analizie bezpieczeństwa dokonuje się w oparciu o metody opracowane na podstawie wytycznych dotyczących pracy systemu przesyłowego przyjętych na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.
 - 2.4 Regionalne centra koordynacyjne udostępniają wyniki skoordynowanej analizy bezpieczeństwa przynajmniej operatorom systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu.
 - 2.5 Jeżeli w wyniku skoordynowanej analizy bezpieczeństwa regionalne centrum koordynacyjne wykryje ewentualne ograniczenie, opracowuje działania zaradcze służące maksymalizacji efektywności i skuteczności ekonomicznej.
3. Tworzenie wspólnych modeli sieci
 - 3.1 Regionalne centra koordynacyjne ustanawiają efektywne procesy tworzenia wspólnego modelu sieci dla każdego przedziału czasowego planowania operacyjnego, od przedziału następnego roku do przedziału dnia bieżącego.
 - 3.2 Operatorzy systemów przesyłowych wyznaczają jedno centrum koordynacyjne do celów stworzenia ogólnounijnych wspólnych modeli sieci.
 - 3.3 Wspólne modele sieci tworzone są na podstawie metod opracowanych zgodnie z wytycznymi dotyczącymi pracy systemu przesyłowego oraz wytycznymi w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.
 - 3.4 Wspólne modele sieci uwzględniają istotne dane do celów efektywnego planowania operacyjnego i wyznaczania zdolności przesyłowych we wszystkich przedziałach czasowych planowania operacyjnego, od przedziału następnego roku do przedziału dnia bieżącego.
 - 3.5 Wspólne modele sieci udostępnia się wszystkim regionalnym centrům koordynacyjnym, operatorom systemów przesyłowych, ENTSO energii elektrycznej oraz, na wniosek, ACER.
4. Wsparcie w zakresie oceny spójności stosowanych dla operatorów systemów przesyłowych planów obrony przed zagrożeniami oraz planów odbudowy systemu
 - 4.1 Regionalne centra koordynacyjne udzielają wsparcia operatorom systemów przesyłowych w danym regionie pracy systemu w zakresie dokonywania oceny spójności stosowanych przez operatorów systemów przesyłowych planów obrony przed zagrożeniami oraz planów odbudowy systemu zgodnie z procedurami określonymi w kodeksie sieci dotyczącym stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych przyjętymi na podstawie art. 6 ust. 11 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.

- 4.2 Wszyscy operatorzy systemów przesyłowych uzgadniają pułap, powyżej którego wpływ działań podejmowanych przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych w stanie zagrożenia, stanie zaniku zasilania lub stanie odbudowy systemu uznaje się za znaczący dla innych operatorów systemów przesyłowych wzajemnie połączonych synchronicznie lub niesynchronicznie.
- 4.3 Udzielając wsparcia operatorom systemów przesyłowych, regionalne centrum koordynacyjne:
- identyfikuje potencjalne niezgodności;
 - proponuje działania zaradcze.
- 4.4 Operatorzy systemów przesyłowych oceniają i uwzględniają proponowane działania zaradcze.
5. Wsparcie koordynacji i optymalizacji procesu odbudowy systemu na poziomie regionalnym
- 5.1 Każde odpowiednie regionalne centrum koordynacyjne wspiera operatorów systemów przesyłowych wyznaczonych na liderów częstotliwości i liderów resynchronizacji zgodnie z kodeksem sieci dotyczącym stanu zagrożenia i stanu odbudowy przyjętym na podstawie art. 6 ust. 11 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 w celu poprawy efektywności i skuteczności procesu odbudowy systemu. Operatorzy systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu określają rolę regionalnego centrum koordynacyjnego dotyczącą wsparcia na rzecz koordynacji i optymalizacji procesu odbudowy systemu na poziomie regionalnym.
- 5.2. Operatorzy systemów przesyłowych mogą zwracać się o pomoc do regionalnych centrów koordynacyjnych, jeżeli ich system znajduje się w stanie zaniku zasilania lub stanie odbudowy systemu.
- 5.3. Regionalne centra koordynacyjne wyposaża się w systemy kontroli nadzorczej i pozyskiwania danych działające w czasie zbliżonym do czasu rzeczywistego z poziomem obserwowalności określonym przy zastosowaniu pułapu, o którym mowa pkt 4.2.
6. Analiza i sprawozdawczość poeksploatacyjna i pozakłóceniowa
- 6.1 Regionalne centra koordynacyjne badają każdy incydent powodujący przekroczenie pułapu, o którym mowa w pkt 4.2, oraz sporządzają z niego sprawozdanie. Organy regulacyjne w danym regionie pracy systemu oraz ACER mogą uczestniczyć w badaniu na swój wniosek. Sprawozdanie zawiera zalecenia, które mają na celu zapobieganie podobnym incydentom w przyszłości.
- 6.2 Regionalne centra koordynacyjne publikują sprawozdanie. ACER może wydawać zalecenia mające na celu zapobieganie podobnym incydentom w przyszłości.
7. Określanie wielkości rezerwy mocy na poziomie regionalnym
- 7.1 Regionalne centra koordynacyjne obliczają wymogi w zakresie rezerwy mocy dla danego regionu pracy systemu. Określanie wymogów w zakresie rezerwy mocy:
- służy ogólnemu celowi, jakim jest utrzymanie bezpieczeństwa pracy systemu w sposób jak najbardziej efektywny kosztowo;
 - przeprowadza się dla przedziałów czasowych obejmujących dzień następny lub dzień bieżący, lub oba;
 - proceedzi do obliczenia łącznej wielkości wymaganej rezerwy mocy dla danego regionu pracy systemu;
 - określa minimalne wymogów w zakresie rezerwy mocy dla każdego rodzaju rezerwy mocy;
 - uwzględnia możliwości zastępowania poszczególnych rodzajów rezerw mocy innymi rodzajami rezerw mocy w celu zminimalizowania kosztów zakupu;
 - proceedzi do określenia niezbędnych wymogów na potrzeby ewentualnego podziału geograficznego wymaganej rezerwy mocy.
8. Ułatwianie zakupów mocy bilansującej na poziomie regionalnym
- 8.1 Regionalne centra koordynacyjne wspierają operatorów systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu przy określaniu wielkości mocy bilansującej, którą należy zakupić. Określenie wielkości mocy bilansującej:
- przeprowadza się dla przedziałów czasowych obejmujących dzień następny lub dzień bieżący, lub oba;

- b) uwzględni możliwości zastępowania poszczególnych rodzajów rezerw mocy innymi rodzajami rezerw mocy w celu zminimalizowania kosztów zakupu;
 - c) uwzględni wielkość wymaganej rezerwy mocy, którą powinny zapewnić oferty zakupu energii bilansującej, których nie złożono w oparciu o umowę dotyczącą mocy bilansującej.
- 8.2. Regionalne centra koordynacyjne wspierają operatorów systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu przy nabywaniu wymaganej wielkości mocy bilansującej określonej zgodnie z pkt 8.1. Zakupy mocy bilansującej:
- a) przeprowadza się dla przedziałów czasowych obejmujących dzień następnny lub dzień bieżący, lub obu;
 - b) uwzględniają możliwości zastępowania poszczególnych rodzajów rezerw mocy innymi rodzajami rezerw mocy w celu zminimalizowania kosztów zakupów.
9. Oceny wystarczalności systemu na poziomie regionalnym sporządzane dla przedziałów czasowych od następnego tygodnia do co najmniej następnego dnia oraz przygotowanie działań zmniejszających ryzyko.
- 9.1 Regionalne centra koordynacyjne przeprowadzają oceny wystarczalności na poziomie regionalnym w przedziale czasowym od następnego tygodnia do co najmniej następnego dnia zgodnie z procedurą określoną w rozporządzeniu 2017/1485 oraz na podstawie metody opracowanej zgodnie z art. 8 rozporządzenia (UE) 2019/941.
- 9.2 Regionalne centra koordynacyjne opierają krótkoterminową ocenę wystarczalności na poziomie regionalnym na informacjach przekazanych przez operatorów systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu w celu wykrycia przypadków spodziewanego braku wystarczalności w którymkolwiek obszarze regulacyjnym lub na poziomie regionalnym. Regionalne centra koordynacyjne uwzględniają możliwe wymiany międzystrefowe oraz granice bezpieczeństwa pracy systemu we wszystkich odpowiednich przedziałach czasowych planowania operacyjnego.
- 9.3 Przeprowadzając ocenę wystarczalności systemu na poziomie regionalnym, każde regionalne centrum koordynacyjne koordynuje swoje prace z innymi regionalnymi centrami koordynacyjnymi w celu:
- a) weryfikacji założeń i prognoz bazowych;
 - b) wykrycia ewentualnych przypadków braku wystarczalności w wymiarze międzyregionalnym.
- 9.4 Każde regionalne centrum koordynacyjne dostarcza operatorom systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu oraz innym regionalnym centrom koordynacyjnym wyniki ocen wystarczalności systemowej na poziomie regionalnym wraz z propozycją działań mających na celu zmniejszenie ryzyka braku wystarczalności.
10. Regionalna koordynacja planowania wyłączeń
- 10.1 Każde regionalne centrum koordynacyjne prowadzi regionalną koordynację wyłączeń zgodnie z procedurami określonymi w wytycznych w sprawie pracy systemu przesyłowego przyjętych na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) 714/2009 w celu monitorowania stanu dostępności odpowiednich aktywów oraz koordynacji ich planów dostępności, aby zapewnić operacyjne bezpieczeństwo pracy systemu przesyłowego przy maksymalizacji zdolności połączeń wzajemnych lub systemów przesyłowych mających wpływ na przepływy międzystrefowe.
- 10.2 Każde regionalne centrum koordynacyjne prowadzi jeden wykaz istotnych elementów sieci, modułów wytwarzania energii i instalacji odbiorczych w danym regionie pracy systemu oraz udostępnia go w środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO energii elektrycznej.
- 10.3 Każde regionalne centrum koordynacyjne prowadzi następujące działania związane z koordynacją wyłączeń w danym regionie pracy systemu:
- a) ocena zgodności planowania wyłączeń z wykorzystaniem sporządzanych przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych planów dostępności na następnny rok;
 - b) udostępnianie operatorom systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu wykazu wykrytych niezgodności planowania oraz proponowanych rozwiązań mających na celu wyeliminowanie tych niezgodności.
11. Optymalizacja mechanizmów rozliczania rekompensat międzyoperatorskich
- 11.1 Operatorzy systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu mogą wspólnie zdecydować o potrzebie otrzymania wsparcia regionalnego centrum koordynacyjnego przy administrowaniu przepływami finansowymi związanymi z rozliczeniami międzyoperatorskimi, które dotyczą więcej niż dwóch operatorów systemów przesyłowych, takich jak koszty redysponowania, dochód z ograniczeń przesyłowych, niezamierzone odchylenia lub koszty zakupu rezerw.

12. Szkolenia i certyfikacja personelu pracującego dla regionalnych centrów koordynacyjnych
 - 12.1. Regionalne centra koordynacyjne opracowują i realizują szkolenia i programy certyfikacji skupiające się na pracy systemu w regionie, skierowane do personelu pracującego w regionalnych centrach koordynacyjnych.
 - 12.2. Szkolenia obejmują wszystkie istotne elementy pracy systemu, w zakresie zadań wykonywanych przez regionalne centrum koordynacyjne, w tym regionalne scenariusze kryzysowe.
 13. Określanie regionalnych scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego
 - 13.1. Jeżeli ENTSO energii elektrycznej zleciła tę funkcję, regionalne centra koordynacyjne określają regionalne energetyczne scenariusze kryzysowe zgodnie z kryteriami określonymi w art. 6 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2019/941.

Określanie regionalnych energetycznych scenariuszy kryzysowych dokonywane jest zgodnie z metodą określoną w art. 5 rozporządzenia (UE) 2019/941.
 - 13.2. Regionalne centra koordynacyjne wspierają właściwe organy w każdym regionie pracy systemu, na ich wniosek, w przygotowywaniu i przeprowadzaniu symulacji kryzysu zgodnie z art. 12 ust. 3 rozporządzenia (UE) 2019/941, którą przeprowadza się co dwa lata.
 14. Ustalanie zapotrzebowania na nowe zdolności przesyłowe, modernizację istniejących zdolności przesyłowych lub środki alternatywne
 - 14.1. Regionalne centra koordynacyjne wspierają operatorów systemów przesyłowych w ustalaniu zapotrzebowania na nowe zdolności przesyłowe, modernizację istniejących zdolności przesyłowych lub środki alternatywne, które mają być przedłożone grupom regionalnym ustanowionym na mocy rozporządzenia (UE) nr 347/2013 oraz uwzględnione w dziesięcioletnim planie rozwoju sieci, o którym mowa w art. 51 dyrektywy (UE) 2019/944.
 15. Wyliczanie maksymalnych wejściowych zdolności wytwórczych dostępnych na potrzeby udziału zagranicznych zdolności wytwórczych w mechanizmach zdolności wytwórczych
 - 15.1. Regionalne centra koordynacyjne wspierają operatorów systemów przesyłowych w wylizaniu maksymalnych wejściowych zdolności wytwórczych dostępnych na potrzeby udziału zagranicznych zdolności wytwórczych w mechanizmach zdolności wytwórczych, z uwzględnieniem oczekiwanej dostępności połączenia wzajemnego oraz prawdopodobnego zbieżnego wystąpienia przeciążenia systemu między systemem, w którym stosowany jest mechanizm, a systemem, w którym znajdują się zagraniczne zdolności wytwórcze.
 - 15.2. Wylizanie to dokonywane jest zgodnie z metodą określoną w art. 26 ust. 11 lit. a).
 - 15.3. Regionalne centra koordynacyjne dokonują wylizania dla każdej granicy obszaru rynkowego objętej zasięgiem danego regionu pracy systemu.
 16. Przygotowanie sezonowych ocen wystarczalności
 - 16.1. Jeśli ENTSO energii elektrycznej deleguje tę funkcję zgodnie z art. 9 rozporządzenia (UE) 2019/941, regionalne centra koordynacyjne przygotowują sezonowe oceny wystarczalności na poziomie regionalnym.
 - 16.2. Sezonowe oceny wystarczalności przygotowuje się na podstawie metody opracowanej zgodnie z art. 8 rozporządzenia (UE) 2019/941.
-

ZAŁĄCZNIK II

UCHYLONE ROZPORZĄDZENIE I WYKAZ JEGO KOLEJNYCH ZMIAN

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009 Dz.U. L 115 z 25.4.2013, s. 39)	art. 8 ust. 3 lit. a) art. 8 ust. 10 lit. a) art. 11 art. 18 ust. 4a art. 23 ust. 3
Rozporządzenie Komisji (UE) nr 543/2013 z dnia 14 czerwca 2013 r. w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej, zmieniające załącznik I do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 (Dz.U. L 163 z 15.6.2013, s. 1)	załącznik I pkt 5.5–5.9

ZAŁĄCZNIK III

TABELA KORELACJI

Rozporządzenie (WE) nr 714/2009	Niniejsze rozporządzenie
—	art. 1 lit. a)
—	art. 1 lit. b)
art. 1 lit. a)	art. 1 lit. c)
art. 1 lit. b)	art. 1 lit. d)
art. 2 ust. 1	art. 2 pkt 1
art. 2 ust. 2 lit. a)	art. 2 pkt 2
art. 2 ust. 2 lit. b)	art. 2 pkt 3
art. 2 ust. 2 lit. c)	art. 2 pkt 4
art. 2 ust. 2 lit. d)	—
art. 2 ust. 2 lit. e)	—
art. 2 ust. 2 lit. f)	—
art. 2 ust. 2 lit. g)	art. 2 ust. 5
—	art. 2 ust. 2 pkt 6–71
—	art. 3
—	art. 4
—	art. 5
—	art. 6
—	art. 7
—	art. 8
—	art. 9
—	art. 10
—	art. 11
—	art. 12
—	art. 13
—	art. 14
—	art. 15
art. 16 ust. 1–3	art. 16 ust. 1–4
—	art. 16 ust. 5–8
art. 16 ust. 4–5	art. 16 ust. 9–11
—	art. 16 ust. 12 i 13
—	art. 17
art. 14 ust. 1	art. 18 ust. 1
—	art. 18 ust. 2
art. 14 ust. 2–5	art. 18 ust. 3–6
—	art. 18 ust. 7–11
—	art. 19 ust. 1
art. 16 ust. 6	art. 19 ust. 2 i 3
—	art. 19 ust. 4–5
—	art. 20

Rozporządzenie (WE) nr 714/2009	Niniejsze rozporządzenie
—	art. 21
—	art. 22
art. 8 ust. 4	art. 23 ust. 1
—	art. 23 ust. 2–7
—	art. 25
—	art. 26
—	art. 27
art. 4	art. 28 ust. 1
—	art. 28 ust. 2
art. 5	art. 29 ust. 1–4
—	art. 29 ust. 5
art. 8 ust. 2 (zdanie pierwsze)	art. 30 ust. 1 lit. a)
art. 8 ust. 3 lit. b)	art. 30 ust. 1 lit. b)
—	art. 30 ust. 1 lit. c)
art. 8 ust. 3 lit. c)	art. 30 ust. 1 lit. d)
—	art. 30 ust. 1 lit. e) i f)
—	art. 30 ust. 1 lit. g) i h)
art. 8 ust. 3 lit. a)	art. 30 ust. 1 lit. i)
art. 8 ust. 3 lit. d)	art. 30 ust. 1 lit. j)
—	art. 30 ust. 1 lit. k)
art. 8 ust. 3 lit. e)	art. 30 ust. 1 lit. l)
—	art. 30 ust. 1 lit. m) – o)
—	art. 30 ust. 2 i 3
art. 8 ust. 5	art. 30 ust. 4
art. 8 ust. 9	art. 30 ust. 5
art. 10	art. 31
art. 9	art. 32
art. 11	art. 33
art. 12	art. 34
—	art. 35
—	art. 36
—	art. 37
—	art. 38
—	art. 39
—	art. 40
—	art. 41
—	art. 42
—	art. 43
—	art. 44
—	art. 45
—	art. 46
—	art. 47
art. 8 ust. 10	art. 48

Rozporządzenie (WE) nr 714/2009	Niniejsze rozporządzenie
art. 13	art. 49
art. 2 ust. 2 (akapit ostatni)	art. 49 ust. 7
art. 15	art. 450 ust. 1–6
załącznik I pkt 5.10	art. 50 ust. 7
art. 3	art. 51
—	art. 52
—	art. 53
—	art. 54
—	art. 55
—	art. 56
—	art. 57
—	art. 58
art. 8 ust. 6	art. 59 ust. 1 lit. a),b) i c)
—	art. 59 ust. 1 lit. d)–e)
—	art. 59 ust. 2
art. 6 ust. 1	art. 59 ust. 3
art. 6 ust. 2	art. 59 ust. 4
art. 6 ust. 3	art. 59 ust. 5
—	art. 59 ust. 6
art. 6 ust. 4	art. 59 ust. 7
art. 6 ust. 5	art. 59 ust. 8
art. 6 ust. 6	art. 59 ust. 9
art. 8 ust. 1	art. 59 ust. 10
art. 6 ust. 7	—
art. 6 ust. 8	—
art. 6 ust. 9 i 10	art. 59 ust. 11 i 12
art. 6 ust. 11	art. 59 ust. 13 i 14
art. 6 ust. 12	art. 59 ust. 15
art. 8 ust. 2	art. 59 ust. 15
—	art. 60 ust. 1
art. 7 ust. 1	art. 60 ust. 2
art. 7 ust. 2	art. 60 ust. 3
art. 7 ust. 3	—
art. 7 ust. 4	—
—	art. 61 ust. 1
—	art. 61 ust. 2
art. 18 ust. 1	art. 61 ust. 3
art. 18 ust. 2	—
art. 18 ust. 3	art. 61 ust. 4
art. 18 ust. 4	—
art. 18 ust. 4a	art. 61 ust. 5
art. 18 ust. 5	art. 61 ust. 5 i 6
art. 19	—

Rozporządzenie (WE) nr 714/2009	Niniejsze rozporządzenie
art. 21	art. 62
art. 17	art. 63
—	art. 64
art. 20	art. 65
art. 22	art. 66
art. 23	art. 67
art. 24	—
—	art. 68
—	art. 69
art. 25	art. 70
art. 26	art. 71