



Bruksela, 20 grudnia 2017 r.
(OR. en)

15879/17

**Międzyinstytucjonalny numer
referencyjny:
2016/0379 (COD)**

**ENER 518
ENV 1079
CLIMA 353
COMPET 885
CONSOM 404
FISC 362
CODEC 2110**

WYNIK PRAC

Od:	Sekretariat Generalny Rady
Do:	Delegacje
Nr poprz. dok.:	15237/17
Nr dok. Kom.:	15135/1/16 ENER 418 ENV 758 CLIMA 169 COMPET 637 CONSOM 301 FISC 221 IA 131 CODEC 1809 REV1 + ADD 1 REV 1 + ADD 2 REV 1
Dotyczy:	Wniosek dotyczący ROZPORZĄDZENIA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (wersja przekształcona)

W dniu 18 grudnia 2017 r. Rada przeanalizowała kompromisowy tekst prezydencji w wersji zamieszczonej w załączniku. Tekst ten został zmieniony na posiedzeniu Rady, a następnie uzgodniono podejście ogólne.

Podejście ogólne określa wstępne stanowisko Rady w sprawie tego wniosku i stanowi podstawę przygotowań do negocjacji z Parlamentem Europejskim.

Poprawki dodane w trzech zmienionych wersjach tekstu (dok.10681/2017, 10681/17 REV 1, 14625/17, 15237/17) w stosunku do wniosku Komisji oznaczono **wytluszczeniem**.

Nowe fragmenty dodane po posiedzeniu Rady w dniu 18 grudnia (dok. 15237/17) zaznaczono **wytluszczeniem i podkreśleniem**.

Wszystkie skreślenia zaznaczono symbolem [].

2016/0379 (COD)

Wniosek

ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY

w sprawie wewnętrznego rynku 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,

uwzględniając opinię Komitetu Regionów,

stanowiąc zgodnie ze zwykłą procedurą ustawodawczą,

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009¹ zostało kilkakrotnie znacząco zmienione. Ze względu na konieczność dalszych zmian, dla zachowania przejrzystości, rozporządzenie to należy przekształcić.
- (2) Unia energetyczna ma na celu zapewnienie odbiorcom – gospodarstwom domowym i przedsiębiorstwom – bezpiecznej, **pewnej**, zrównoważonej, konkurencyjnej i przystępnej cenowo energii. W ujęciu historycznym system elektroenergetyczny był zdominowany przez zintegrowane pionowo, często państwowe monopole eksploatujące duże scentralizowane elektrownie jądrowe lub elektrownie na paliwa kopalne. Rynek wewnętrzny energii elektrycznej, który jest stopniowo realizowany od 1999 roku, ma na celu zapewnienie prawdziwej możliwości wyboru wszystkim konsumentom w Unii, zarówno obywatelom, jak i przedsiębiorstwom, stworzenie nowych możliwości gospodarczych oraz zwiększenie poziomu handlu transgranicznego, aby osiągnąć w ten sposób zwiększenie wydajności, konkurencyjne ceny i wyższe standardy usług oraz przyczynić się do bezpieczeństwa dostaw i stabilności. Wewnętrzny rynek energii elektrycznej doprowadził do zwiększenia konkurencji, zwłaszcza na poziomie hurtowym, oraz intensyfikacji obrotu transgranicznego. Pozostaje on fundamentem wydajnego rynku energii.
- (3) System elektroenergetyczny w Europie przechodzi właśnie swoją najgłębszą przemianę od dziesięcioleci, a rynek energii elektrycznej znajduje się w samym centrum tego procesu. [] **Ta zmiana stwarza** nowe szanse i stawia nowe wyzwania dla uczestników rynku **oraz ułatwia** zmierzenie się z nimi. Jednocześnie rozwój technologiczny umożliwia nowe formy zaangażowania konsumentów i współpracy transgranicznej.

¹ 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 i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 15).

- (3a) Niniejsze rozporządzenie ustanawia przepisy mające zapewnić funkcjonowanie wewnętrznego rynku energii przy jednoczesnym uwzględnieniu ograniczonej liczby wymogów związanych z rozwojem odnawialnych źródeł energii i polityki ochrony środowiska, w szczególności [] szczegółowych przepisów [] w odniesieniu do niektórych zakładów wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych co do obowiązku bilansowania, dysponowania i redysponowania, [] a także progu emisji CO₂ w odniesieniu do nowych zdolności wytwórczych w przypadku, gdy są one objęte mechanizmem zdolności wytwórczych.**
- (4) Ingerencje państw, często przygotowywane w sposób nieskoordynowany, przyczyniły się do pogłębienia zakłóceń na hurtowym rynku energii elektrycznej, przynosząc negatywne konsekwencje dla inwestycji i handlu transgranicznego.
- (5) W przeszłości odbiorcy energii elektrycznej zachowywali się całkowicie pasywnie, nabywając energię elektryczną po cenach regulowanych niemających bezpośredniego związku z sytuacją rynkową. W przyszłości odbiorcom należy umożliwić pełne uczestnictwo w rynku na równi z innymi uczestnikami rynku. W celu uwzględnienia coraz większego udziału energii ze źródeł odnawialnych przyszły system elektroenergetyczny musi wykorzystywać wszystkie dostępne źródła elastyczności, w szczególności odpowiedź strony popytowej i magazynowanie. [] System ten musi również wspierać efektywność energetyczną.
- (6) Ścisła integracja rynkowa i migracja w stronę wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o mniej stabilne źródła wymaga zwiększenia wysiłków w celu koordynacji krajowych polityk energetycznych z sąsiadującymi krajami oraz wykorzystania szans, jakie niesie transgraniczny obrót energią elektryczną.
- (7) Opracowano ramy regulacyjne, co pozwoliło na handel energią elektryczną w całej Unii. Taki rozwój sytuacji stał się możliwy dzięki przyjęciu kilku kodeksów sieci i wytycznych w zakresie integracji rynków energii elektrycznej. Wspomniane kodeksy sieci i wytyczne zawierają przepisy dotyczące zasad funkcjonowania rynku, pracy systemów i przyłączenia do sieci. Aby zapewnić pełną przejrzystość oraz zwiększyć pewność prawa, główne zasady funkcjonowania rynku i alokacji zdolności przesyłowych w przedziałach czasowych funkcjonowania rynku bilansowania, rynku dnia bieżącego, rynku dnia następnego i rynku terminowego należy przyjąć zgodnie ze zwykłą procedurą ustawodawczą w jednym akcie.

- (7a) W art. 13 wytycznych dotyczących bilansowania ustanowiono procedurę, dzięki której operatorzy systemów przesyłowych mogą przekazywać stronom trzecim całość lub część swoich zadań. Operatorzy systemów przesyłowych przekazujący zadania powinni pozostać odpowiedzialni za zapewnienie zgodności z obowiązkami określonymi w niniejszym rozporządzeniu. Podobnie państwa członkowskie powinny mieć możliwość powierzania zadań i obowiązków stronom trzecim. Takie powierzenie należy ograniczyć do zadań i obowiązków wykonywanych na szczeblu krajowym (takich jak rozliczanie niezbilansowania). Ograniczenia w powierzaniu nie powinny prowadzić do niepotrzebnych zmian w obowiązujących ustaleniach krajowych. Operatorzy systemów przesyłowych powinni jednak pozostać odpowiedzialni za zadania powierzone im zgodnie z art. 40 [wersja przekształcona dyrektywy o rynku energii elektrycznej].
- (7b) W art. 18, 30 i 32 wytycznych dotyczących bilansowania stwierdzono, że metoda wyceny produktów standardowych i specyficznych energii bilansującej powinna zachęcać uczestników rynku do utrzymania zbilansowania systemu lub pomocy w przywracaniu tego stanu w ramach ich obszaru obowiązywania ceny niezbilansowania, zmniejszać niezbilansowanie systemu i koszty ponoszone przez społeczeństwo. Takie podejście do wyceny powinno prowadzić do efektywnego ekonomicznie wykorzystania odpowiedzi strony popytowej oraz innych środków bilansujących z uwzględnieniem warunków bezpiecznej pracy systemu. Metoda wyceny stosowana przy nabywaniu mocy bilansującej powinna dążyć do efektywnego ekonomicznie wykorzystania odpowiedzi strony popytowej oraz innych środków bilansujących z uwzględnieniem warunków bezpiecznej pracy systemu.
- (7c) Integracja rynków energii bilansującej powinna ułatwić sprawne funkcjonowanie rynku dnia bieżącego, aby zapewnić uczestnikom rynku możliwość zbilansowania siebie w czasie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego określonego w czasach zamknięcia bramki dla energii bilansującej ustanowionych w art. 24 wytycznych dotyczących bilansowania. Tylko niezbilansowania pozostałe po zakończeniu rynku dnia bieżącego powinny zostać zbilansowane przez operatorów systemów przesyłowych za pośrednictwem rynku bilansującego. Art. 53 wytycznych dotyczących bilansowania przewiduje zharmonizowanie okresu rozliczania niezbilansowania do 15 minut w Europie. Takie zharmonizowanie powinno zapewnić wsparcie obrotu energią na rynkach dnia bieżącego oraz wzmocnić rozwój szeregu produktów handlowych o takim samym terminie dostawy.

- (7d) Aby umożliwić operatorom systemów przesyłowych zakup i wykorzystanie mocy bilansującej w sposób efektywny, ekonomiczny i rynkowy, konieczne jest wspieranie integracji rynkowej. W związku z tym w tytule IV wytycznych dotyczących bilansowania ustanowiono trzy metody, za pomocą których operatorzy systemów przesyłowych mogą przydzielać transgraniczne zdolności przesyłowe na potrzeby wymiany mocy bilansującej oraz współdzielenia rezerw, w przypadku gdy zostało to uzasadnione analizą kosztów i korzyści: proces kooptymalizacji, proces alokacji rynkowej oraz alokację w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej. Kooptymalizacja alokacji powinna być przeprowadzona w trybie dnia następnego, natomiast proces alokacji rynkowej może być przeprowadzany w przypadku, gdy kontraktowanie odbywa się nie wcześniej niż tydzień przed dostarczeniem mocy bilansującej, a alokacja w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej może być przeprowadzana w przypadku, gdy kontraktowanie odbywa się wcześniej niż tydzień przed dostarczeniem mocy bilansującej, pod warunkiem że przydzielone wolumeny są ograniczone, a ocenę przeprowadza się co roku. Po zatwierdzeniu przez właściwe organy regulacyjne procesu alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych może nastąpić wcześniejsze stosowanie metody przez dwóch lub więcej operatorów systemów przesyłowych w celu zgromadzenia doświadczeń i umożliwienia jej sprawnego zastosowania przez innych operatorów systemów przesyłowych w przyszłości. Stosowanie takiej metody, jeżeli ona występuje, powinno być jednak skoordynowane przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych w celu wspierania integracji rynkowej.**
- (7e) W tytule V wytycznych dotyczących bilansowania określono, że ogólnym celem rozliczania niezbilansowania jest zapewnienie, aby podmioty odpowiedzialne za bilansowanie skutecznie wspierały zbilansowanie systemu, oraz zachęcanie uczestników rynku do utrzymywania zbilansowania systemu lub udzielania pomocy w jego przywróceniu. Aby przygotować rynki bilansujące oraz ogólny system energetyczny do zintegrowania rosnących udziałów odnawialnych źródeł energii o nieprzewidywalnej charakterystyce produkcji, ceny niezbilansowania powinny odzwierciedlać wartość energii w czasie rzeczywistym.**

- (7f) Wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi² określają szczegółowe wytyczne dotyczące alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, w tym wymogi ustanowienia wspólnych metod wyznaczania wolumenów zdolności przesyłowych dostępnych równolegle między obszarami rynkowymi, kryteria umożliwiające ocenę efektywności, a także proces przeglądu do celów definiowania obszarów rynkowych. W art. 32 i 34 ustanowiono przepisy dotyczące przeglądu konfiguracji obszarów rynkowych, w art. 41 i 54 określono jednolite limity maksymalnych i minimalnych cen rozliczeniowych dla rynków dnia następnego i dnia bieżącego, w art. 59 ustanowiono przepisy dotyczące czasu zamknięcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego, a w art. 74 – przepisy dotyczące metody podziału kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych.**
- (7g) Wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych³ określają szczegółowy regulamin alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych na rynkach terminowych, ustanowienia wspólnej metody określania długoterminowych transgranicznych zdolności przesyłowych, ustanowienia wspólnej platformy alokacji na szczeblu europejskim służącej oferowaniu długoterminowych praw przesyłowych, 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 między uczestnikami rynku. W art. 30 tych wytycznych ustanowiono przepisy dotyczące produktów stanowiących zabezpieczenie przed zmiennością cen na rynku dnia następnego.**

² Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi.

³ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych.

- (7h) **Kodeks sieci dotyczący wymogów dla jednostek wytwórczych⁴ określa wymogi dotyczące przyłączenia do sieci zakładów wytwarzania energii, a mianowicie synchronicznych modułów wytwarzania energii, modułów parku energii oraz morskich modułów parku energii, do systemu wzajemnie połączonego. Pomaga on zatem wprowadzić uczciwe warunki konkurencji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej, zapewnić bezpieczeństwo systemu oraz integrację odnawialnych źródeł energii elektrycznej, a także ułatwić obrót energią elektryczną w całej Unii. W art. 66 i 67 kodeksu sieci ustanowiono przepisy dotyczące powstających technologii w dziedzinie wytwarzania energii.**
- (8) Podstawowe zasady rynkowe powinny przewidywać, że podstawę ustalania cen energii elektrycznej powinno stanowić prawo popytu i podaży. Ceny te powinny sygnalizować, kiedy potrzebna jest energia elektryczna, zapewniając zorientowane rynkowo zachęty do inwestowania w elastyczne źródła, takie jak elastyczne wytwarzanie energii elektrycznej, połączenia wzajemne, odpowiedź strony popytowej lub magazynowanie.
- (9) **Choć** obniżenie emisyjności sektora elektroenergetycznego – w sytuacji gdy energia ze źródeł odnawialnych zaczyna zdobywać znaczącą pozycję na rynku – **stanowi jeden z głównych celów unii energetycznej** [], istotne jest, aby na tym rynku usunięto istniejące przeszkody dla handlu transgranicznego oraz wspierano inwestycje w infrastrukturę pomocniczą, na przykład bardziej elastyczne wytwarzanie energii elektrycznej, połączenia wzajemne, odpowiedź strony popytowej i magazynowanie. W celu wsparcia tego przejścia na wytwarzanie z niestabilnych odnawialnych źródeł energii i wytwarzanie rozproszone oraz w celu zapewnienia, aby zasady rynku energii stanowiły podstawę funkcjonowania unijnych rynków energii elektrycznej w przyszłości, należy ponownie skierować uwagę na rynki krótkoterminowe i mechanizm ustalania cen w sposób odzwierciedlający niedobory mocy.

⁴ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci.

- (10) Rynki krótkoterminowe przyczynią się do poprawy płynności i zwiększenia konkurencji poprzez umożliwienie pełnoprawnej obecności na rynku większej liczbie zasobów, zwłaszcza zasobów o bardziej elastycznym charakterze. Skuteczny mechanizm ustalania cen w sposób odzwierciedlający niedobory mocy stanowić będzie dla uczestników rynku zachętę do obecności na nim, wtedy gdy rynek tego najbardziej potrzebuje, oraz zapewni im możliwość odzyskania poniesionych przez nich kosztów na rynku hurtowym. Dlatego też niezmiernie istotne jest zapewnienie, w miarę możliwości, usunięcia administracyjnych i ukrytych pułapów cenowych, aby umożliwić wzrost cen ustalanych w oparciu o ten mechanizm do poziomu wartości niedostarczonej energii. 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, takich jak mechanizmy zdolności wytwórczych, mających na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii. Jednocześnie mechanizm ustalania cen w sposób odzwierciedlający niedobory mocy nieprzewidujący pułapów cenowych na rynku hurtowym nie powinien zagrażać możliwości zapewnienia wiarygodnych i stabilnych cen odbiorcom końcowym, w szczególności gospodarstwom domowym i MŚP.
- (11) **Z zastrzeżeniem unijnych zasad pomocy państwa zgodnie z art. 107, 108 i 109** odstępstwa od podstawowych zasad rynku, takich jak obowiązek bilansowania, dysponowanie w oparciu o warunki rynkowe lub [] redysponowanie, ograniczają sygnały elastyczności i funkcjonują jako przeszkody w opracowywaniu rozwiązań, takich jak magazynowanie, odpowiedź strony popytowej lub agregowanie. Choć odstępstwa są nadal konieczne, aby uniknąć nakładania zbędnych obciążeń administracyjnych na niektóre podmioty, zwłaszcza gospodarstwa domowe i MŚP, szerokie odstępstwa obejmujące całe technologie stoją w sprzeczności z celem, jakim jest osiągnięcie opartego na zasadach rynkowych i wydajnego **procesu obniżania** emisyjności, a zatem należy je zastąpić bardziej ukierunkowanymi środkami.

- (12) Warunkiem niezbędnym dla skutecznej konkurencji na wewnętrznym rynku energii elektrycznej są niedyskryminacyjne i przejrzyste opłaty za korzystanie z sieci, w tym również z połączeń wzajemnych w systemie przesyłowym. **Nieskoordynowane ograniczenia możliwości przesyłowych połączeń międzysystemowych coraz bardziej ograniczają wymianę energii elektrycznej pomiędzy państwami członkowskimi i stały się poważną przeszkodą dla rozwoju dobrze funkcjonującego wewnętrznego rynku energii elektrycznej.** Dostępna zdolność [] połączeń wzajemnych powinna **zatem** zostać ustalona na najwyższym dopuszczalnym poziomie zgodnym ze standardami bezpiecznej eksploatacji sieci, w **tym ze standardem bezpieczeństwa energetycznego (n-1).** Istnieją **jednak pewne ograniczenia w ustalaniu poziomu zdolności w sieci zamkniętej. Poziom nieujetych w grafiku przepływów nie powinien wykraczać poza to, czego można oczekiwać w obszarze rynkowym bez ograniczeń strukturalnych. Ponadto mogą mieć miejsce przewidywalne problemy z zapewnieniem bezpieczeństwa sieci, na przykład w przypadku jej konserwacji. Mogą również wystąpić sporadyczne problemy z bezpieczeństwem sieci. Ograniczenia wykraczające poza ten poziom można zaakceptować jedynie w ograniczonym okresie przejściowym, niezbędnym do dostosowania [] bieżących parametrów fizycznych w sieciach tak, by maksymalnie wykorzystać zdolność połączeń wzajemnych. Nowy docelowy poziom odniesienia, oraz, w stosownych przypadkach, liniowy wzrost do tego poziomu, powinny zagwarantować, odpowiednio, dostępność minimalnej części zdolności połączeń wzajemnych do wymiany handlowej lub jej wykorzystanie w wyznaczaniu zdolności. Przepływy pętlowe należy uwzględniać podczas wyznaczania zdolności przesyłowych tylko w zakresie, w jakim istniałyby one bez ograniczeń wewnętrznych. Chociaż pewne wyraźnie określone ograniczenia transgranicznych zdolności przesyłowych mogą być uzasadnione, musi zostać wprowadzony w życie jasny próg minimalny, zapobiegający nadmiernemu wykorzystywaniu możliwości stosowania odstępstw i zapewniający uczestnikom rynku przewidywalną wartość zdolności przesyłowej. W przypadku gdy stosuje się podejście FBA, próg ten powinien określać minimalną część mocy cieplnej połączenia międzysystemowego do wykorzystania jako wkład w skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych na mocy wytycznych dotyczących alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi.**

- (13) Ważne jest unikanie zakłóceń konkurencji wynikających ze zróżnicowania standardów bezpieczeństwa, eksploatacji i planowania stosowanych przez operatorów systemów przesyłowych w państwach członkowskich. Ponadto konieczne jest zapewnienie uczestnikom rynku przejrzystości w odniesieniu do dostępnych zdolności przesyłowych oraz standardów bezpieczeństwa, planowania i eksploatacji mających wpływ na dostępne zdolności przesyłowe.
- (14) W celu skutecznego ukierunkowania niezbędnych inwestycji ceny również powinny być źródłem sygnałów wskazujących, gdzie energia elektryczna jest najbardziej potrzebna. W obszarowym systemie elektroenergetycznym zapewnienie sygnałów prawidłowo wskazujących tę lokalizację wymaga spójnego, obiektywnego i wiarygodnego określenia obszarów rynkowych w ramach przejrzystego procesu. Aby zapewnić wydajną eksploatację i planowanie unijnej sieci elektroenergetycznej oraz zagwarantować skuteczne sygnały cenowe w odniesieniu do nowych zdolności wytwórczych, odpowiedzi strony popytowej lub infrastruktury przesyłowej, obszary rynkowe powinny odzwierciedlać ograniczenie strukturalne. W szczególności w celu wyeliminowania ograniczenia wewnątrzobszarowego nie należy redukować transgranicznych zdolności przesyłowych.

(14a) Aby uwzględnić różne zasady optymalizacji obszarów rynkowych, nie narażając na uszczerbek płynnych rynków i inwestycji w sieć, należy przewidzieć dwie opcje przewyższania ograniczeń. Państwa członkowskie mogą wybrać pomiędzy podziałem obszaru rynkowego a takimi środkami, jak wzmocnienie sieci i optymalizacja sieci. Punktem wyjścia do podjęcia decyzji powinno być określenie długoterminowych ograniczeń strukturalnych albo przez operatora systemu przesyłowego w państwie członkowskim, albo w ramach przeglądu obszarów rynkowych. Państwa członkowskie powinny najpierw starać się znaleźć wspólne rozwiązanie co do najlepszego sposobu przewyższania ograniczeń. W tym celu państwa członkowskie mogłyby przyjąć międzynarodowe lub krajowe plany działania w celu przewyższania ograniczeń. Pod koniec realizacji tego planu działania państwa członkowskie powinny mieć możliwość zadecydowania, czy preferują podział obszarów rynkowych, czy też zajmą się pozostałymi ograniczeniami w drodze działań naprawczych, których koszty poniosą. W tym drugim przypadku obszarów rynkowych nie dzieli się wbrew woli danych państw członkowskich, o ile osiągnięty został minimalny poziom zdolności. Minimalny poziom zdolności, które należy stosować przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych, powinien oznaczać odsetek zdolności krytycznego elementu sieci przy uwzględnieniu warunków bezpiecznej pracy systemu w sytuacjach awaryjnych oraz marginesu niezawodności. Zdolność krytycznych elementów sieci nie powinna uwzględniać wewnętrznych ograniczeń lub przepływów wychodzących z tego samego obszaru rynkowego i ponownie do niego wchodzących bez ujęcia w grafiku. Podjęcie przez Komisję decyzji w sprawie konfiguracji obszarów rynkowych powinno być możliwe jedynie w ostateczności i dotyczyć tylko zmiany konfiguracji obszarów rynkowych w tych państwach członkowskich, które zdecydowały się na podział lub które nie osiągnęły minimalnego poziomu odniesienia. W przypadku państw członkowskich przyjmujących plan działania mający doprowadzić do przewyższenia ograniczeń dzięki przyjęciu pewnych środków, zastosowanie ma okres stopniowego otwierania połączeń wzajemnych. W tym celu państwa członkowskie powinny uzgodnić liniowy wzrost, punktem wyjścia którego jest zdolność przesyłowa alokowana na tej granicy przed wdrożeniem planu działania.

- (15) Wydajna [] integracja rynku wymaga systematycznego znoszenia przeszkód dla handlu transgranicznego, aby wyeliminować rozdrobnienie rynku i zapewnić unijnym odbiorcom energii możliwość czerpania pełnych korzyści wynikających ze zintegrowanych rynków energii elektrycznej oraz konkurencji.
- (16) Niniejsze rozporządzenie powinno określić podstawowe zasady w odniesieniu do taryfikacji i alokacji zdolności, zapewniając jednocześnie przyjęcie wytycznych określających w sposób szczegółowy kolejne właściwe zasady i metody, w celu umożliwienia szybkiego przystosowywania się do zmienionych warunków.
- (17) Zarządzanie problemami ograniczeń powinno zapewnić operatorom systemów przesyłowych i uczestnikom rynku prawidłowe sygnały ekonomiczne oraz opierać się na mechanizmach rynkowych.
- (18) Na otwartym, konkurencyjnym rynku operatorzy systemów przesyłowych powinni otrzymywać rekompensaty za koszty poniesione z tytułu zapewniania transgranicznych przepływów energii elektrycznej przez swoje sieci od operatorów systemów przesyłowych, w których rozpoczynają się przepływy transgraniczne oraz systemów, w których te przepływy się kończą.
- (19) Płatności i wpływy wynikające z rekompensat między operatorami systemów przesyłowych powinny być uwzględniane przy ustalaniu taryf w sieciach krajowych.

- (20) Rzeczywiste kwoty należne za transgraniczny dostęp do systemu mogą się różnić w znacznym stopniu, w zależności od zaangażowanego operatora systemu przesyłowego, a także w wyniku różnic w strukturach systemów taryfikacji stosowanych w państwach członkowskich. Dlatego też w celu uniknięcia zakłóceń w handlu konieczny jest pewien stopień harmonizacji.
- (21) Powinny istnieć zasady wykorzystywania dochodów pochodzących z procedur zarządzania ograniczeniami, chyba że szczególny charakter danego połączenia wzajemnego uzasadnia zwolnienie od tych zasad.
- (22) W celu zapewnienia równych warunków działania wszystkim uczestnikom rynku taryfy sieciowe należy stosować w sposób, który nie stanowi pozytywnej ani negatywnej dyskryminacji produkcji przyłączonej na poziomie dystrybucji w stosunku do produkcji przyłączonej na poziomie przesyłu. Nie powinny one prowadzić do zróżnicowanego traktowania magazynowania energii oraz nie powinny tworzyć bodźców zniechęcających do udziału w odpowiedzi strony popytowej ani stanowić przeszkody w zwiększaniu efektywności energetycznej.
- (23) W celu zwiększenia przejrzystości i porównywalności w procesie ustalania taryf, w przypadkach gdy wiążącej harmonizacji nie uznano za odpowiednie rozwiązanie, Europejska Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki ustanowiona [wersja przekształcona rozporządzenia (WE) nr 713/2009 zaproponowana w COM(2016) 863/2] („Agencja”) powinna [] **wydać sprawozdanie z najlepszych praktyk dotyczących** metod ustalania taryf.
- (24) Aby skuteczniej zapewnić optymalne inwestycje w transeuropejską sieć energetyczną oraz zaradzić wyzwaniom, w sytuacji gdy realnych projektów z zakresu połączeń wzajemnych nie można zrealizować z powodu braku hierarchizacji działań na szczeblu krajowym, należy ponownie rozważyć wprowadzenie opłat z tytułu alokacji zdolności przesyłowych (ang. congestion rent), **które powinny się przyczynić do [] zagwarantowania** dostępności oraz utrzymania lub zwiększenia zdolności połączeń wzajemnych.

- (25) W celu zapewnienia optymalnego zarządzania siecią przesyłową energii elektrycznej i umożliwienia handlu i dostaw energii elektrycznej ponad granicami w Unii, należy ustanowić europejską sieć operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej („ENTSO energii elektrycznej”). Jej zadania powinny być wykonywane zgodnie z unijnymi regułami konkurencji, które w dalszym ciągu mają zastosowanie do decyzji ENTSO energii elektrycznej. Zadania ENTSO energii elektrycznej powinny zostać właściwie określone, a metody pracy powinny zapewniać skuteczność, przejrzystość oraz reprezentatywność ENTSO energii elektrycznej. Kodeksy sieci przygotowane przez ENTSO energii elektrycznej nie mają na celu zastąpienia niezbędnych krajowych kodeksów sieci dotyczących kwestii innych niż transgraniczne. Biorąc pod uwagę, że bardziej skuteczny postęp można osiągnąć poprzez podejście na poziomie regionalnym, operatorzy systemów przesyłowych powinni ustanowić struktury regionalne w ramach ogólnej struktury współpracy, przy jednoczesnym zapewnieniu, aby wyniki na poziomie regionalnym były zgodne z kodeksami sieci i z niewiążącymi dziesięcioletnimi planami rozwoju sieci na poziomie Unii. Państwa członkowskie powinny promować współpracę oraz monitorować efektywność sieci na poziomie regionalnym. Współpraca na poziomie regionalnym powinna być zgodna z dążeniem do utworzenia konkurencyjnego i sprawnego wewnętrznego rynku energii elektrycznej.
- (26) ENTSO energii elektrycznej powinna przeprowadzić dogłębną ocenę wystarczalności zasobów na poziomie Unii w średnio- i długoterminowej perspektywie, aby zapewnić obiektywną podstawę oceny problemu wystarczalności. **Aby zapewnić tę obiektywną podstawę w odniesieniu do wszystkich rodzajów mechanizmów zdolności wytwórczych, ocena wystarczalności zasobów odzwierciedla w swoich scenariuszach i wrażliwych punktach różne rodzaje mechanizmów zdolności wytwórczych.** Problem z wystarczalnością zasobów, który mają wyeliminować mechanizmy zdolności wytwórczych, należy określić na podstawie [] **dobrze skoordynowanej krajowej i europejskiej oceny wystarczalności zasobów.**

- (27) Ocenie wystarczalności zasobów w perspektywie średnio- i długoterminowej (w przedziale od następnego roku do następnych 10 lat) przewidzianej w niniejszym rozporządzeniu przyświeca inny cel niż sezonowym prognozom (na następne sześć miesięcy) określonym w art. 9 [rozporządzenie o gotowości na wypadek zagrożeń zaproponowane w COM(2016) 862]. Oceny średnio- i długoterminowe wykorzystuje się głównie do oceny konieczności zastosowania mechanizmów zdolności wytwórczych, natomiast sezonowe prognozy wykorzystuje się, aby ostrzec o zagrożeniach mogących pojawić się w okresie kolejnych sześciu miesięcy, które prawdopodobnie doprowadziłyby do znacznego pogorszenia się sytuacji w zakresie dostaw energii elektrycznej. Ponadto [] **regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa** przeprowadzają również oceny wystarczalności na poziomie regionalnym, jak określono w unijnych przepisach dotyczących pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej. Te oceny wystarczalności obejmujące bardzo bliski horyzont czasowy (w przedziale od następnego tygodnia do następnego dnia) są wykorzystywane w kontekście pracy systemu.
- (28) Przed wprowadzeniem mechanizmów zdolności wytwórczych państwa członkowskie powinny ocenić zakłócenia regulacyjne przyczyniające się do pogłębienia problemu z wystarczalnością zasobów. Państwa członkowskie należy zobowiązać do wprowadzenia środków mających na celu wyeliminowanie stwierdzonych zakłóceń wraz z określeniem harmonogramu ich wdrożenia. Mechanizmy zdolności wytwórczych należy wprowadzać wyłącznie w celu wyeliminowania [] problemów, którym nie można zaradzić poprzez usunięcie wspomnianych zakłóceń.
- (29) Państwa członkowskie zamierzające wprowadzić mechanizmy zdolności wytwórczych powinny sformułować cele w zakresie wystarczalności zasobów w drodze przejrzystego i możliwego do zweryfikowania procesu. Państwa członkowskie powinny mieć swobodę w ustalaniu własnego pożądanego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii.
- (30) Należy określić główne zasady funkcjonowania mechanizmów zdolności wytwórczych. Już wprowadzone mechanizmy zdolności wytwórczych należy poddać przeglądowi w świetle tych zasad. Jeżeli ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim **i krajowym** wykaże, że problem wystarczalności zasobów nie istnieje, nie należy ustanawiać nowych mechanizmów zdolności wytwórczych, ani podejmować nowych zobowiązań w ramach już wprowadzonych mechanizmów tego rodzaju. Należy zawsze przestrzegać obowiązku stosowania zasad kontroli pomocy państwa na podstawie art. 107–109 TFUE.

- (31) Należy ustanowić szczegółowe przepisy ułatwiające skuteczny transgraniczny udział w mechanizmach zdolności wytwórczych innych niż systemy rezerw. Operatorzy systemów przesyłowych działający w kontekście transgranicznym powinni ułatwiać zainteresowanym wytwórcom udział w mechanizmach zdolności wytwórczych w innych państwach członkowskich. W tym celu powinni oni wyznaczać pułap zdolności, do jakiego jednostki wytwórcze mogłyby uczestniczyć w mechanizmach transgranicznych, umożliwiać to uczestnictwo i weryfikować dostępność. [] Organy regulacyjne powinny egzekwować przepisy dotyczące aspektów transgranicznych w państwach członkowskich.
- (32) Ze względu na zróżnicowanie krajowych systemów elektroenergetycznych i ograniczenia techniczne istniejących sieci elektroenergetycznych najlepszym podejściem do kwestii osiągnięcia postępów w integracji rynku będzie często podejście realizowane na poziomie regionalnym. Należy zatem wzmocnić współpracę regionalną operatorów systemów przesyłowych. W celu zapewnienia skutecznej współpracy nowe ramy regulacyjne powinny przewidywać wzmocnione zarządzanie na poziomie regionalnym oraz zwiększony nadzór regulacyjny, w tym zwiększone uprawnienia decyzyjne Agencji w kwestiach transgranicznych. Ścisła współpraca państw członkowskich może być również konieczna w sytuacjach kryzysowych, aby zwiększyć bezpieczeństwo dostaw oraz ograniczyć zakłócenia na rynku.
- (33) Koordynację działalności operatorów systemów przesyłowych na poziomie regionalnym sformalizowano, poprzez wprowadzenie obowiązkowego udziału operatorów tych systemów w pracach regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa, które to działania należy **nadal rozwijać** i [] wspierać coraz bardziej zintegrowaną pracę systemów elektroenergetycznych w całej Unii, zapewniając ich wydajne i bezpieczne funkcjonowanie.
- (34) Zakres geograficzny działalności regionalnych [] **koordynatorów bezpieczeństwa** powinien umożliwiać im [] **skuteczne przyczynianie się do** koordynacji [] działalności operatorów systemów przesyłowych w ramach [] regionów i **prowadzić do zwiększenia bezpieczeństwa systemu i efektywności rynku. Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa powinni wykazywać się elastycznością, by realizować zadania w regionie w sposób jak najlepiej dostosowany do charakteru poszczególnych powierzonych im zadań.**

- (35) **Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa powinni pełnić zadania** w sytuacji, gdy regionalizacja tych funkcji wnosi wartość dodaną w porównaniu z ich realizacją na poziomie krajowym. **Zadania** regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa powinny obejmować funkcje wykonywane przez regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa **zgodnie z wytycznymi dotyczącymi pracy systemu przesyłowego**⁵, jak również dodatkowe funkcje z zakresu pracy systemu, funkcjonowania rynku i gotowości na wypadek zagrożeń. Z zakresu **zadań** realizowanych przez **regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa** należy wyłączyć pracę systemu elektroenergetycznego w czasie rzeczywistym.
- (36) **Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa powinni** przede wszystkim działać na rzecz sprawnego funkcjonowania systemu i rynku w regionie, a nie w interesie jakiegokolwiek pojedynczego podmiotu. Dlatego też regionalnym **koordynatorom bezpieczeństwa** należy powierzyć – w odniesieniu do niektórych funkcji – uprawnienia **konieczne** do **wspierania** działań **podejmowanych** przez operatorów systemów przesyłowych w regionie pracy systemu, a także większą rolę doradczą w odniesieniu do pozostałych funkcji.
- (37) ENTSO energii elektrycznej powinna zapewniać, aby działania regionalnych **koordynatorów bezpieczeństwa** były koordynowane między poszczególnymi regionami.
- (38) W celu zwiększenia wydajności sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej w Unii oraz zapewnienia ścisłej współpracy z operatorami systemów przesyłowych i ENTSO energii elektrycznej należy utworzyć europejską organizację zrzeszającą operatorów systemów dystrybucyjnych z Unii („organizacja OSD UE”). Zadania organizacji OSD UE powinny zostać właściwie określone, a jej metody pracy powinny gwarantować skuteczność działania, przejrzystość oraz reprezentatywność unijnych operatorów systemów dystrybucyjnych. Organizacja OSD UE powinna ściśle współpracować z ENTSO energii elektrycznej przy opracowywaniu i wdrażaniu kodeksów sieci, w stosownych przypadkach, oraz powinna prowadzić prace ukierunkowane na wydawanie wytycznych w zakresie włączania m.in. wytwarzania rozproszonego i magazynowania w sieciach dystrybucyjnych lub w zakresie innych obszarów związanych z zarządzaniem sieciami dystrybucyjnymi. **Organizacja OSD UE powinna również należycie rozważyć specyficzne cechy systemów dystrybucyjnych połączonych z systemami elektroenergetycznymi na wyspach, które nie są połączone z innymi systemami elektroenergetycznymi za pomocą połączeń wzajemnych.**

⁵ Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz.U. L 220 z 27.8.2017, s. 1).

- (39) Niezbędna jest wzmocniona współpraca i koordynacja między operatorami systemów przesyłowych w celu opracowania kodeksów sieci dla udostępnienia skutecznego i przejrzystego transgranicznego dostępu do sieci przesyłowych i zarządzania nim, jak również w celu zapewnienia skoordynowanego i dostatecznie wybiegającego w przyszłość planowania i odpowiedniego rozwoju technicznego systemu przesyłowego w Unii, łącznie z utworzeniem zdolności połączeń wzajemnych, z odpowiednim uwzględnieniem środowiska. Kodeksy sieci powinny być zgodne z wytycznymi ramowymi, które z natury są niewiążące („wytyczne ramowe”) i które opracowywane są przez Agencję. Agencja powinna uczestniczyć w opartym o fakty przeglądzie projektów kodeksów sieci, w tym również w zakresie ich zgodności z wytycznymi ramowymi, oraz powinna mieć możliwość zalecania ich przyjęcia przez Komisję. Agencja powinna dokonywać oceny proponowanych zmian kodeksów sieci oraz powinna mieć możliwość zalecania ich przyjęcia przez Komisję. Operatorzy systemów przesyłowych powinni eksploatować swoje sieci zgodnie z tymi kodeksami sieci.
- (40) W celu zapewnienia płynnego funkcjonowania rynku wewnętrznego energii elektrycznej należy ustanowić przepis wprowadzający procedury pozwalające na przyjęcie decyzji i wytycznych przez Komisję w odniesieniu do, między innymi, taryfikacji i alokacji zdolności, zapewniające jednocześnie udział w tym procesie organów regulacyjnych państw członkowskich poprzez, w stosownych przypadkach, ich stowarzyszenie europejskie. Organy regulacyjne, wraz z innymi odpowiednimi organami w państwach członkowskich, mają do odegrania ważną rolę w przyczynianiu się do właściwego funkcjonowania wewnętrznego rynku energii elektrycznej.
- (41) Wszyscy uczestnicy rynku są zainteresowani spodziewanymi pracami ENTSO energii elektrycznej. Z tego względu skuteczny proces konsultacji ma kluczowe znaczenie, zaś istotną rolę powinny odegrać istniejące struktury, które zostały ustanowione w celu ułatwiania i usprawniania procesu konsultacji, prowadzonego m.in. za pośrednictwem krajowych organów regulacji energetyki lub Agencji.

- (42) W celu zapewnienia większej przejrzystości w odniesieniu do całej sieci przesyłowej energii elektrycznej w Unii ENTSO energii elektrycznej sporządza, publikuje i regularnie aktualizuje dziesięcioletni niewiążący plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym („plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym”). Do tego planu rozwoju sieci należy włączyć realne ekonomicznie sieci przesyłowe energii elektrycznej oraz niezbędne regionalne połączenia wzajemne, o istotnym znaczeniu z punktu widzenia handlu lub bezpieczeństwa dostaw.
- (43) Doświadczenia zdobyte przy opracowywaniu i przyjmowaniu kodeksów sieci pokazują, że warto usprawnić proces ich opracowywania poprzez doprecyzowanie, że Agencja może [] **zatwierdzać** projekty kodeksów sieci elektroenergetycznych przed przedłożeniem ich Komisji.
- (44) Inwestycje w istotne nowe elementy infrastruktury powinny być zdecydowanie promowane przy jednoczesnym zapewnieniu właściwego funkcjonowania wewnętrznego rynku energii elektrycznej. W celu wzmocnienia korzystnego wpływu połączeń wzajemnych prądu stałego objętych zwolnieniem na konkurencję i bezpieczeństwo dostaw, należy badać zainteresowanie ze strony rynku na etapie planowania projektu oraz przyjąć zasady zarządzania ograniczeniami. W przypadku gdy połączenia wzajemne prądu stałego znajdują się na terytorium więcej niż jednego państwa członkowskiego, Agencja powinna w ostateczności rozpatrzyć wnioski o zwolnienie w celu lepszego uwzględnienia jego konsekwencji transgranicznych oraz ułatwienia jego obsługi administracyjnej. Ponadto uwzględniając wyjątkowo wysoki profil ryzyka wpisany w konstrukcję tych istotnych projektów infrastrukturalnych objętych zwolnieniem, przedsiębiorstwa dostarczające i wytwarzające energię elektryczną powinny mieć możliwość korzystania z czasowego zwolnienia z obowiązku stosowania zasad pełnego rozdziału w zakresie rozpatrywanych projektów. Zwolnienia przyznane na mocy rozporządzenia (WE) nr 1228/2003⁶ nadal mają zastosowanie aż do przewidzianej daty wygaśnięcia, zgodnie z decyzją o przyznaniu zwolnienia.

⁶ 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).

- (45) W celu zwiększenia zaufania do rynku jego uczestnicy muszą mieć pewność, że ci, którzy dopuszczają się postępowania noszącego znamiona nadużycia, mogą podlegać skutecznym, proporcjonalnym i odstraszającym sankcjom. Właściwe organy powinny uzyskać uprawnienia do skutecznego prowadzenia dochodzeń w przypadku zarzutów o nadużycie pozycji rynkowej. W tym celu konieczny jest dostęp właściwych organów do danych zawierających informacje dotyczące decyzji operacyjnych podejmowanych przez przedsiębiorstwa dostarczające energię elektryczną. Na rynku energii elektrycznej wiele odnośnych decyzji podejmowanych jest przez wytwórców, którzy powinni przechowywać informacje dotyczące tych decyzji w sposób łatwo dostępny do dyspozycji właściwych organów przez określony okres czasu. Właściwe organy powinny ponadto regularnie monitorować przestrzeganie tych zasad przez operatorów systemu przesyłowego. Mali wytwórcy, niemający rzeczywistej możliwości zakłócania rynku, powinni zostać zwolnieni z tego obowiązku.
- (46) Państwa członkowskie oraz właściwe organy krajowe powinny zostać zobowiązane do dostarczania Komisji stosownych informacji. Takie informacje powinny być traktowane przez Komisję jako poufne. W przypadku gdy jest to konieczne, Komisja powinna mieć możliwość żądania stosownych informacji bezpośrednio od danych przedsiębiorstw, pod warunkiem że zostały poinformowane właściwe organy krajowe.
- (47) Państwa członkowskie powinny ustanawiać przepisy dotyczące sankcji mających zastosowanie w przypadku naruszeń przepisów niniejszego rozporządzenia i zapewniać ich wdrożenie. Sankcje te muszą być skuteczne, proporcjonalne i odstraszające.
- (48) Państwa członkowskie, [] Umawiające się Strony Wspólnoty Energetycznej i **inne państwa trzecie stosujące niniejsze rozporządzenie lub stanowiące element obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej** powinny ściśle współpracować we wszystkich kwestiach dotyczących rozwoju zintegrowanego obszaru handlu energią elektryczną oraz powinny powstrzymać się przed podejmowaniem środków, które zagrażają dalszej integracji rynków energii elektrycznej lub bezpieczeństwu dostaw energii w państwach członkowskich i Umawiających się Stronach.

- (49) **W chwili przyjęcia rozporządzenia 714/2009 na szczeblu UE istniało tylko kilka przepisów dotyczących rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Od tego czasu rynek wewnętrzny UE skomplikował się ze względu na zasadnicze zmiany, jakie zachodzą na rynkach, w szczególności w odniesieniu do wytwarzania energii z niestabilnych źródeł odnawialnych. W związku z tym kodeksy sieci i wytyczne stały się w znacznym stopniu kompleksowe, gdyż opisują zarówno kwestie techniczne, jak i natury ogólnej. W celu zapewnienia minimalnego poziomu harmonizacji wymaganego do skutecznego funkcjonowania rynku należy powierzyć Komisji uprawnienia do przyjęcia i zmieniania aktów wykonawczych zgodnie z art. 291 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej w odniesieniu do innych niż istotne elementów określonych obszarów, które mają zasadnicze znaczenie dla integracji rynku. Powinny one dotyczyć [] przyjęcia i zmiany kodeksów sieci i wytycznych, jak również stosowania przepisów dotyczących zwolnienia w odniesieniu do 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 w sprawie lepszego stanowienia prawa z dnia 13 kwietnia 2016 r.⁷ W szczególności, aby zapewnić udział na równych zasadach Parlamentu Europejskiego i Rady w przygotowaniu aktów [] wykonawczych, 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 [] wykonawczych.**
- (49a) **Uprawnienie Komisji do zmiany kodeksów sieci i wytycznych ograniczono do dnia 31 grudnia 2027 r. Ten okres przejściowy zapewni wystarczający czas, by Komisja przeprowadziła przegląd istniejących kodeksów sieci i wytycznych oraz, w razie potrzeby, przedstawiła projekty aktów ustawodawczych Unii.**

⁷ Dz.U. L 123 z 12.5.2016, s. 1.

(50) Ponieważ cel niniejszego rozporządzenia, a mianowicie zapewnienie zharmonizowanych ram dla transgranicznej wymiany energii elektrycznej, nie może być osiągnięty w sposób wystarczający przez państwa członkowskie, natomiast możliwe jest lepsze jego osiągnięcie na poziomie Unii, Unia może przyjąć środki 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,

(51) Zasady rynkowe powinny umożliwić integrację energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz stworzyć zachęty do zwiększania efektywności energetycznej.

(52) W celu zapewnienia spójności oraz pewności prawa niniejsze rozporządzenie nie powinno uniemożliwiać stosowania odstępstw wynikających z [art. 66] [dyrektywy o rynku energii elektrycznej].

[]

[]

(53) W odniesieniu do rynków bilansujących skuteczne i nie powodujące zakłóceń kształtowanie cen zakupu mocy bilansującej i energii bilansującej wymaga, by moc bilansująca nie określała ceny energii bilansującej. Pozostaje to bez uszczerbku dla systemów dysponowania wykorzystujących zintegrowany proces grafikowania zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) 2017/XXXX [o bilansowaniu].

PRZYJMUJĄ NINIEJSZE ROZPORZĄDZENIE:

Rozdział I

Przedmiot, zakres stosowania i definicje

Artykuł 1

Przedmiot i zakres stosowania

Niniejsze rozporządzenie ma na celu:

- a) ustanowienie podstaw skutecznego osiągnięcia celów europejskiej unii energetycznej, a w szczególności ram dotyczących klimatu i energii na rok 2030⁸, poprzez aktywację sygnałów rynkowych w celu zwiększenia **bezpieczeństwa dostaw**, elastyczności, **zrównoważoności**, dalszego obniżenia emisyjności i pobudzenia innowacji;
- b) ustanowienie podstawowych zasad prawidłowo funkcjonujących, zintegrowanych rynków energii elektrycznej, które umożliwiają dostęp do rynku na zasadzie niedyskryminacji wszystkim dostawcom zasobów i odbiorcom energii elektrycznej, wzmacniają pozycję konsumentów, umożliwiają odpowiedź strony popytowej i efektywność energetyczną, ułatwiają agregowanie rozproszonego popytu i podaży, [] i **umożliwiają** integrację rynku oraz rekompensowanie na zasadach rynkowych energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych;

⁸ COM/2014/015 final.

- c) ustanowienie sprawiedliwych zasad dotyczących transgranicznej wymiany energii elektrycznej, zwiększając w ten sposób konkurencję na wewnętrznym rynku energii elektrycznej, z uwzględnieniem specyfiki rynków krajowych i regionalnych. Obejmuje to ustanowienie rekompensat z tytułu transgranicznego przepływu energii elektrycznej oraz ustanowienie zharmonizowanych zasad w sprawie opłat za transgraniczne przesyłanie energii elektrycznej oraz alokację dostępnych zdolności połączeń wzajemnych między krajowymi systemami przesyłowymi;
- d) ułatwienie powstania sprawnie funkcjonującego i przejrzystego rynku hurtowego charakteryzującego się wysokim poziomem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Przewiduje ono mechanizmy harmonizacji zasad dotyczących transgranicznej wymiany energii elektrycznej.

Artykuł 2

Definicje

1. Do celów niniejszego rozporządzenia stosuje się definicje zawarte w art. 2 dyrektywy [wersja przekształcona dyrektywy 2009/72/WE zaproponowana w COM(2016) 864/2], art. 2 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011⁹, art. 2 rozporządzenia Komisji (UE) nr 543/2013¹⁰ oraz art. 2 [wersja przekształcona dyrektywy o odnawialnych źródłach energii] [...].

⁹ 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).

¹⁰ Rozporządzenie Komisji (UE) nr 543/2013 z dnia 14 czerwca 2013 r. w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej, zmieniające załącznik I do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 (Dz.U. L 163 z 15.6.2013, s. 1).

2. Ponadto stosuje się następujące definicje:
- a) „organy regulacyjne” oznaczają organy regulacyjne, o których mowa w art. 57 ust. 1 [wersja przekształcona dyrektywy 2009/72/WE zaproponowana w COM(2016) 864/2];
 - b) „przepływ transgraniczny” oznacza fizyczny przepływ energii elektrycznej przez sieć przesyłową państwa członkowskiego, będący wynikiem wpływu działalności producentów lub odbiorców poza granicami tego państwa członkowskiego na jego sieć przesyłową;
 - c) „ograniczenie” oznacza sytuację, w której wszystkie składane przez uczestników rynku zlecenia obrotu **między obszarami sieci** [] nie mogą zostać wykonane, ponieważ ich realizacja w znacznym stopniu wpłynęłaby na fizyczne przepływy energii w elementach sieci, które nie są w stanie obsłużyć tych przepływów ;
 - d) „nowe połączenie wzajemne” oznacza połączenie wzajemne nieukończone do dnia 4 sierpnia 2003 r;
 - e) „ograniczenie strukturalne” oznacza ograniczenie w systemie przesyłowym, które **może zostać jednoznacznie zdefiniowane**, jest przewidywalne, geograficznie stabilne w czasie i często powtarza się w standardowych warunkach systemu energetycznego;
 - f) „operator rynku” oznacza podmiot, który świadczy usługę polegającą na kojarzeniu ofert sprzedaży energii elektrycznej z ofertami zakupu energii elektrycznej;
 - g) „wyznaczony operator rynku energii elektrycznej” („NEMO”) oznacza operatora rynku wyznaczonego przez właściwy organ do wykonywania zadań związanych z jednolitym łączeniem rynków dnia następnego lub dnia bieżącego;
 - h) „wartość niedostarczonej energii” oznacza wyrażone w EUR/MWh oszacowanie maksymalnej ceny energii elektrycznej, którą odbiorcy są gotowi zapłacić, aby uniknąć przerw w dostawach;

- i) „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 w kontekście wymaganej jakości;
- j) „energia bilansująca” oznacza energię stosowaną przez operatorów systemów przesyłowych do przeprowadzenia bilansowania;
- k) „dostawca usług bilansujących” oznacza uczestnika rynku udostępniającego na rzecz operatorów systemów przesyłowych energię bilansującą albo moc bilansującą, bądź oba te rodzaje energii;
- l) „moc bilansująca” oznacza ilość mocy, którą dostawca usług bilansujących zgodził się utrzymywać oraz w stosunku do której dostawca usług bilansujących zgodził się składać operatorowi systemu przesyłowego oferty zakupu odpowiadającej jej ilości energii bilansującej przez okres obowiązywania umowy;
- m) „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie” oznacza uczestnika rynku lub wybranego przez niego przedstawiciela odpowiedzialnego za jego niezbilansowania na rynku energii elektrycznej;
- n) „okres rozliczania niezbilansowania” oznacza jednostkę czasu, w odniesieniu do której wylicza się niezbilansowanie podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie;
- o) „cena niezbilansowania” oznacza cenę, która może przyjmować wartość dodatnią lub ujemną lub może być równa zero, w każdym okresie rozliczania niezbilansowania, za niezbilansowanie w każdym kierunku;
- p) „obszar obowiązywania ceny niezbilansowania” oznacza obszar, na którym wyliczana jest cena niezbilansowania;
- q) „proces kwalifikacji wstępnej” oznacza proces mający na celu weryfikację spełnienia przez dostawcę mocy bilansującej wymogów określonych przez operatorów systemów przesyłowych;
- r) „rezerwa mocy” oznacza wielkość rezerw utrzymania częstotliwości, rezerw odbudowy częstotliwości lub rezerw zastępczych, które muszą być dostępne dla operatora systemu przesyłowego;

- s) „dysponowanie priorytetowe” oznacza w **modelu samodzielnego dysponowania** dysponowanie elektrowniami w oparciu o kryteria inne niż kolejność ofert zakupu ustalona według kryteriów ekonomicznych oraz, w systemach dysponowanych centralnie, [] **także inne niż** ograniczenia sieciowe, przyznające pierwszeństwo dysponowaniu określonymi technologiami wytwarzania;
- t) „region wyznaczania zdolności przesyłowych” oznacza region geograficzny, na którym wyznaczanie zdolności przesyłowych prowadzone jest w sposób skoordynowany;
- u) „mechanizm zdolności wytwórczych” oznacza **środek administracyjny lub rynkowy** mający na celu zapewnienie osiągnięcia pożądanego poziomu **wystarczalności zasobów** [] poprzez rekompensowanie zasobów za ich dostępność, z wyłączeniem środków dotyczących usług pomocniczych **i zarządzania ograniczeniami** [];
- []
- w) „wysokosprawna kogeneracja” oznacza kogenerację spełniającą kryteria określone w załączniku II do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE¹¹;
- x) „projekt demonstracyjny” oznacza projekt polegający na zademonstrowaniu technologii określonego rodzaju po raz pierwszy w Unii Europejskiej oraz stanowiący istotną innowację, która znacznie odbiega od aktualnego stanu techniki;
- y) „uczestnik rynku” oznacza osobę fizyczną lub prawną, która wytwarza, kupuje lub sprzedaje energię elektryczną, usługi odpowiedzi strony popytowej lub magazynowania, obejmujące składanie zleceń, na co najmniej jednym rynku energii elektrycznej, w tym na rynkach energii bilansującej;

¹¹ 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).

- z) „redysponowanie” oznacza środek, w tym ograniczenie, aktywowany przez co najmniej jednego operatora systemu poprzez zmianę schematu wytwarzania lub obciążenia w celu zmiany przepływów fizycznych w systemie przesyłowym i rozładowanie fizycznych ograniczeń;**
- aa) „zakupy przeciwne” oznaczają wymianę transgraniczną zainicjowaną przez operatorów systemów między dwoma [] obszarami rynkowymi w celu rozładowania fizycznych ograniczeń;**
- bb) „zakład wytwarzania energii” oznacza zakład, który przetwarza energię pierwotną w energię elektryczną i który składa się z co najmniej jednego modułu wytwarzania energii przyłączonego do sieci [];**
- cc) „model centralnego dysponowania” oznacza model grafikowania i model sterowania ruchem sieciowym, w którym grafiki wytwarzania i grafiki zużycia energii, a także sterowanie ruchem sieciowym zakładów wytwarzania energii oraz instalacji odbiorczych w odniesieniu do podmiotów podlegających centralnemu dysponowaniu są ustalane przez OSP w ramach zintegrowanego procesu grafikowania;**
- dd) „produkt standardowy energii bilansującej” oznacza zharmonizowany produkt bilansujący ustalony przez wszystkich OSP do celów wymiany usług bilansujących określonych w [] wytycznych dotyczących bilansowania przyjętych na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009;**
- ee) „produkt specyficzny energii bilansującej” oznacza produkt inny niż produkt standardowy, którego dotyczą wymogi określone w [] wytycznych dotyczących bilansowania przyjętych na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009;**
- ff) „operator delegowany” oznacza podmiot, któremu operator systemu przesyłowego lub wyznaczony operator rynku energii elektrycznej przekazał konkretne zadania lub obowiązki powierzone mu na mocy niniejszego rozporządzenia lub jakiegokolwiek innego rozporządzenia, dyrektywy, kodeksu sieci lub wytycznych, lub któremu te zadania czy obowiązki powierzyło państwo członkowskie lub [] organ regulacyjny.**

Rozdział II

Ogólne zasady rynku energii elektrycznej

Artykuł 3

Zasady dotyczące funkcjonowania rynków energii elektrycznej

1. Państwa członkowskie, krajowe 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) unika się działań, które uniemożliwiają kształtowanie się cen na podstawie popytu i podaży lub stanowią bodziec zniechęcający do rozwijania bardziej elastycznego wytwarzania, niskoemisyjnego wytwarzania lub bardziej elastycznego popytu;
 - c) odbiorcom umożliwia się czerpanie korzyści z możliwości rynkowych oraz zwiększonej konkurencji na rynkach detalicznych;
 - d) konsumentom i małym przedsiębiorstwom umożliwia się uczestnictwo w rynku poprzez agregowanie wytwarzania z wielu instalacji wytwórczych lub obciążenia z wielu instalacji odbiorczych, aby umożliwić przedstawianie wspólnych ofert na rynku energii elektrycznej oraz umożliwić ich wspólną obsługę w systemie elektroenergetycznym, nie naruszając postanowień traktatu UE dotyczących konkurencji;
 - e) zasady rynkowe muszą [] **towarzyszyć** dekarbonizacji gospodarki **m.in.** poprzez umożliwienie integracji energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych oraz zapewnienie zachęt do wprowadzania efektywności energetycznej;

- f) zasady rynkowe muszą generować odpowiednie zachęty do inwestowania w wytwarzanie, magazynowanie, efektywność energetyczną i odpowiedź strony popytowej, aby zaspokoić potrzeby rynku, a tym samym zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii;
- g) unika się przeszkód w transgranicznym przepływie energii elektrycznej **między obszarami rynkowymi lub państwami członkowskimi** oraz zawieraniu transgranicznych transakcji na rynkach energii elektrycznej oraz na rynkach usług pokrewnych;
- h) zasady rynkowe muszą przewidywać regionalną współpracę tam, gdzie jest ona skuteczna;
- i) **bezpieczne i zrównoważone** wytwarzanie, magazynowanie i popyt uczestniczą w rynku na tych samych warunkach, **zgodnie z wymogami przewidzianymi w prawie UE**;
- j) wszyscy wytwórcy są bezpośrednio lub pośrednio odpowiedzialni za sprzedaż energii elektrycznej, którą wytwarzają;
-
- l) zasady rynkowe muszą umożliwiać skuteczne dysponowanie aktywami wytwórczymi i odpowiedzialnością strony popytowej;
- m) zasady rynkowe muszą umożliwiać wejście na rynek i opuszczenie rynku przedsiębiorstwom wytwarzającym i dostarczającym energię elektryczną w oparciu o ich własną ocenę ekonomicznej i finansowej rentowności ich działalności;
- n) **aby umożliwić** uczestnikom rynku zabezpieczenie się przed ryzykiem zmienności cen na zasadach rynkowych oraz **zmniejszyć** niepewność co do przyszłego zwrotu z inwestycji, **długoterminowe instrumenty zabezpieczające** muszą być przedmiotem obrotu na giełdach w przejrzysty sposób, a **długoterminowe umowy na dostawy energii elektrycznej muszą być zbywalne na rynkach pozagiełdowych**, nie naruszając postanowień traktatu UE dotyczących konkurencji;
- o) **uczestnicy rynku mają prawo do uzyskania dostępu do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych na obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych warunkach.**

Artykuł 4

Obowiązek bilansowania

1. Wszyscy uczestnicy rynku [] są [] odpowiedzialni za niezbilansowanie, które powodują w systemie. W **związku z tym** uczestnicy rynku albo sami są podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie, albo **na mocy umowy** przekazują swoją odpowiedzialność wybranemu przez siebie podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie. **Zgodnie z wytycznymi dotyczącymi bilansowania przyjętymi na podstawie art. 17 i 18 rozporządzenia 714/2009 każdy podmiot odpowiedzialny za bilansowanie ponosi odpowiedzialność finansową za jego niezbilansowania i dąży do zachowania bilansu lub udziela pomocy przy zachowaniu bilansu w systemie energetycznym.**
2. Państwa członkowskie mogą przewidzieć **odstępstwa od obowiązku bilansowania [] wyłącznie w następujących przypadkach:**
 - a) projektów demonstracyjnych **powstających technologii określonych w art. 66 i 67 rozporządzenia (UE) 2016/631¹²**;
 - b) **zakład wytwarzania energii** wykorzystujący odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację o **całkowitej** mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej [] **250 kW**;
 - c) **Bez uszczerbku dla umów zawartych przed [wejściem w życie odnośnego prawodawstwa], oraz** instalacji korzystających ze wsparcia zatwierdzonego przez Komisję na podstawie unijnych zasad pomocy państwa zgodnie z art. 107–109 TFUE i uruchomionych przed dniem [Dz.U.: wejścia w życie] r. Państwa członkowskie mogą, [] **bez uszczerbku dla art. 107 i 108 TFUE**, tworzyć zachęty dla uczestników rynku, którzy są całkowicie lub częściowo zwolnieni z obowiązku bilansowania, do podjęcia pełnego obowiązku bilansowania. []

¹² **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).**

- 2a. W przypadku gdy państwo członkowskie zdecyduje się przewidzieć odstępstwo zgodnie z art. 4 ust. 2, musi zapewnić, by odpowiedzialność finansową za niezbilansowania poniosła inna strona.
3. W odniesieniu do zakładów wytwarzana energii uruchomionych po dniu 1 stycznia 2026 r. przepisy ust. 2 lit. b) stosuje się wyłącznie do instalacji wytwórczych wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację o całkowitej mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej [] 150 kW. **Państwa członkowskie mogą stosować niższy pułap.**

Artykuł 5

Rynek bilansujący

[]

2. Rynki bilansujące, w **tym procesy kwalifikacji wstępnej**, organizuje się w taki sposób, aby:
- a) zapewnić faktyczny brak dyskryminacji uczestników rynku, uwzględniając różne potrzeby techniczne systemu elektroenergetycznego, przejrzystą i neutralną pod względem technologicznym definicję usług oraz ich przejrzysty i oparty na zasadach rynkowych zakup [];
 - b) zapewnić dostęp do wszystkich wstępnie zakwalifikowanych uczestników rynku, czy to indywidualnie, czy też w drodze agregacji;
 - c) respektować konieczność uwzględniania rosnącego udziału wytwarzania z niestabilnych odnawialnych źródeł energii, jak również zwiększonej zdolności reagowania po stronie popytu i wprowadzania nowych technologii.

[]

4. Rynki bilansujące zapewniają bezpieczeństwo pracy systemu, umożliwiając jednocześnie maksymalne wykorzystanie i wydajną alokację transgranicznych zdolności przesyłowych w różnych przedziałach czasowych zgodnie z art. 15.
5. **[] W odniesieniu do standardowych i specyficznych produktów energii bilansującej przy rozliczaniu energii bilansującej stosuje się ceny krańcowe, na zasadzie pay-as-cleared, bez uszczerbku dla [] wytycznych dotyczących bilansowania przyjętych na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009.** Uczestnikom rynku umożliwia się składanie ofert zakupu w czasie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego, a **czas zamknięcia bramki dla energii bilansującej nie może być wcześniejszy niż []** czas zamknięcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego zgodnie z art. 59 rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222¹³. **Operator systemu przesyłowego korzystający z modelu centralnego dysponowania może określić dodatkowe zasady zgodnie z [] wytycznymi dotyczącymi bilansowania przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009.**
- 5a. **Ceny energii bilansującej nie mogą być z góry ustalone [] w umowie dotyczącej mocy bilansującej. W odniesieniu do produktów specyficznych energii bilansującej można zastosować odstępstwo zgodnie z wytycznymi dotyczącymi bilansowania przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009. Proces zakupu musi być przejrzysty, przy jednoczesnym poszanowaniu poufności, zgodnie z art. 40 ust. 4 [wersja przekształcona dyrektywy o rynku energii elektrycznej].**

¹³ 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).

6. Niezbilansowania rozlicza się po cenie, która odzwierciedla wartość energii w czasie rzeczywistym, i **zgodnie z [] wytycznymi dotyczącymi bilansowania przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009.**
- 6a. **[] Obszar obowiązywania ceny niezbilansowania [] pokrywa się z obszarem rynkowym, z wyjątkiem [] modelu centralnego dysponowania i zgodnie z [] wytycznymi dotyczącymi bilansowania przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009. Obszar obowiązywania ceny niezbilansowania pokrywa się z obszarem grafиковym, z wyjątkiem modelu centralnego dysponowania, w którym obszar obowiązywania ceny niezbilansowania może stanowić część obszaru grafиковego zgodnie z wytycznymi dotyczącymi bilansowania przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009.**
7. **Określenia wielkości rezerwy mocy [] dokonują operatorzy systemów przesyłowych zgodnie z [] wytycznymi dotyczącymi pracy systemu przesyłowego przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009 i może ono być ułatwiane na poziomie regionalnym. []**
8. Zakup mocy bilansującej jest dokonywany **przez operatorów systemów przesyłowych i [] ułatwia się go na poziomie regionalnym [] zgodnie z wytycznymi dotyczącymi bilansowania przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009. [] Zakup mocy bilansującej realizuje się na [] zasadach rynkowych i organizuje w taki sposób, aby nie prowadził do zróżnicowanego traktowania uczestników rynku w procesie kwalifikacji wstępnej, indywidualnie lub w drodze agregacji, zgodnie z art. 40 ust. 4 [wersja przekształcona dyrektywy o rynku energii elektrycznej]. []**

9. Zakupu mocy bilansującej w górę i mocy bilansującej w dół dokonuje się osobno, [] zgodnie z [] wytycznymi dotyczącymi bilansowania przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009. W miarę możliwości i w odniesieniu do co najmniej 40 % produktów standardowych [] energii bilansującej umowę na zakup mocy bilansującej zawiera się nie później niż na jeden dzień przed udostępnieniem mocy bilansującej, a okres obowiązywania umowy wynosi maksymalnie jeden dzień. Umowy na pozostałą część mocy bilansującej zawiera się maksymalnie na miesiąc przed udostępnieniem mocy bilansującej, a okres obowiązywania umowy na pozostałą część mocy bilansującej wynosi maksymalnie miesiąc.
- 9a. 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 taka decyzja zostanie podjęta na czas określony, a pozytywne skutki oznaczające obniżenie kosztów dla konsumentów przewyższają negatywne skutki dla rynku []. Wniosek ten zawiera:
- a) wskazanie okresu, w którym stosuje się zwolnienie;
 - b) wskazanie wolumenu mocy bilansującej [], do którego stosuje się zwolnienie;
 - c) analizę wpływu takiego zwolnienia na udział środków bilansujących; oraz
 - d) uzasadnienie zwolnienia z wykazaniem, że takie zwolnienie doprowadzi do obniżenia kosztów ponoszonych przez konsumentów [].

10. Operatorzy systemów przesyłowych publikują **tak szybko, jak to możliwe, lecz nie później niż 30 minut po** czasie rzeczywistym [] informacje na temat aktualnego **stanu zbilansowania systemu** ich obszarów [] **grafikowych** oraz **szacowane** [] ceny energii bilansującej. W **zakresie, w jakim obowiązek udzielania tych informacji został powierzony lub przekazany stronie trzeciej, zgodnie z [] wytycznymi dotyczącymi bilansowania przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009, strony te ponoszą odpowiedzialność za spełnienie wymogów określonych w niniejszym artykule.**

Artykuł 6

Rynki dnia następnego i dnia bieżącego

1. Operatorzy systemów przesyłowych i wyznaczeni operatorzy rynku energii elektrycznej wspólnie organizują zarządzanie zintegrowanymi rynkami dnia następnego i dnia bieżącego w oparciu o zasadę łączenia rynków, jak określono w rozporządzeniu (UE) 2015/1222. Operatorzy systemów przesyłowych i wyznaczeni operatorzy rynku energii elektrycznej współpracują na poziomie Unii lub, jeżeli jest to właściwsze, na poziomie regionalnym w celu maksymalizacji wydajności i skuteczności obrotu energią elektryczną na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego w Unii. Obowiązek współpracy pozostaje bez uszczerbku dla stosowania przepisów unijnego prawa konkurencji. Przy wykonywaniu swoich funkcji związanych z obrotem energią elektryczną operatorzy systemów przesyłowych i wyznaczeni operatorzy rynku **energii elektrycznej** podlegają nadzorowi regulacyjnemu ze strony organów regulacyjnych i Agencji na podstawie art. 59 [wersja przekształcona dyrektywy 2009/72/WE zaproponowana w COM(2016) 864/2] oraz art. 4 i 9 [wersja przekształcona rozporządzenia (WE) nr 713/2009 zaproponowana w COM(2016) 863/2].

2. Rynki dnia następnego i dnia bieżącego:

- a) są zorganizowane w taki sposób, aby były niedyskryminujące;
 - b) maksymalizują zdolność **wszystkich** uczestników rynku do [] **zarządzania powodowanym przez nich niebilansowaniem** systemu;
 - c) maksymalizują możliwości udziału **wszystkich** uczestników rynku w handlu [] **międzyobszarowym** 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 bezpieczeństwo pracy systemu, umożliwiając jednocześnie maksymalne wykorzystanie zdolności przesyłowych;
 - f) są przejrzyste, przy jednoczesnym poszanowaniu poufności i **zapewnieniu anonimowości handlu; oraz**
- []
- h) nie wprowadzają rozróżnienia między transakcjami zawieranymi w ramach danego obszaru rynkowego a transakcjami zawieranymi między różnymi obszarami rynkowymi.

[]

Artykuł 7

Handel na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego

1. **Wyznaczeni** operatorzy rynku **energii elektrycznej** umożliwiają uczestnikom rynku obrót energią elektryczną w czasie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego i przynajmniej do czasu zamknięcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego, określonego zgodnie z [] wytycznymi dotyczącymi alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie **art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 714/2009.**
2. **Wyznaczeni** operatorzy rynku **energii elektrycznej** zapewniają uczestnikom rynku możliwość obrotu energią elektryczną w przedziałach czasowych przynajmniej tak krótkich jak okres rozliczania niezbilansowania na rynkach dnia następnego oraz dnia bieżącego **zgodnie z [] wytycznymi dotyczącymi bilansowania przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009.**
3. **Wyznaczeni** operatorzy rynku **energii elektrycznej** udostępniają produkty przeznaczone do obrotu na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, których wielkość jest na tyle mała (minimalna wielkość ofert wynosząca 1 Megawat []), aby umożliwić skuteczny udział w obrocie odpowiedzi odbioru, magazynowania energii i energii wytwarzanej na niewielką skalę z odnawialnych źródeł **zgodnie z metodami opracowanymi w [] wytycznych dotyczących alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 714/2009.**
4. **Z dniem 1 stycznia 2021 r.** okres rozliczania niezbilansowania wynosi 15 minut we wszystkich obszarach [] **grafikowych, o ile [] organy regulacyjne nie przyznały odstępstwa lub zwolnienia zgodnie z [] wytycznymi dotyczącymi bilansowania przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009. []**

Artykuł 8

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 instalacji wytwórczych wykorzystujących odnawialne źródła energii, zabezpieczenie się przed ryzykiem zmiany cen w kontekście wykraczającym poza granice obszaru rynkowego, **chyba że ocena rynku terminowego przeprowadzona przez właściwe organy regulacyjne na granicach obszaru rynkowego wykaże istnienie wystarczającej liczby instrumentów zabezpieczających w danym obszarze rynkowym zgodnie z [] wytycznymi dotyczącymi długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia 714.**
2. Długoterminowe prawa przesyłowe przydziela się w przejrzysty i niedyskryminacyjny sposób na zasadach rynkowych za pośrednictwem wspólnej platformy alokacji **zgodnie z przepisami [] wytycznych dotyczących długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych przyjętych na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009. []**
3. Operatorom rynku przysługuje – pod warunkiem przestrzegania postanowień traktatu dotyczących konkurencji – swoboda w opracowywaniu terminowych instrumentów zabezpieczających, w tym instrumentów długoterminowych, aby zapewnić uczestnikom rynku, [] **w tym** właścicielom instalacji wytwórczych wykorzystujących odnawialne źródła energii, odpowiednie możliwości zabezpieczenia ryzyka finansowego wynikającego z wahań cen. Państwa członkowskie nie ograniczają tego rodzaju działalności zabezpieczającej do transakcji zawieranych w ramach danego państwa członkowskiego lub obszaru rynkowego.

Artykuł 9

[] *Limity cenowe*

1. **Hurtowe ceny energii elektrycznej i ceny energii bilansującej, w tym ceny kupna i ceny rozliczeniowe nie mają minimalnego ani maksymalnego limitu. Pozostaje to bez uszczerbku dla technicznych ograniczeń cen, które mogą być stosowane w przedziale czasowym bilansowania [] zgodnie z wytycznymi dotyczącymi bilansowania przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009 oraz w przedziałach czasowych dnia następnego i dnia bieżącego, o których mowa w następnym ustępie.**
[]
2. [] **Wyznaczeni operatorzy rynku energii elektrycznej mogą stosować zharmonizowane limity w stosunku do maksymalnych i minimalnych cen rozliczeniowych dla przedziałów czasowych dnia następnego i dnia bieżącego zgodnie z [] wytycznymi dotyczącymi alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 714/2009. Limity te uwzględniają maksymalną wartość niedostarczonej energii. Wyznaczeni operatorzy rynku wdrażają przejrzysty mechanizm w celu automatycznego dostosowywania limitów cenowych w stosownym czasie w przypadku gdy oczekuje się, że ustalony limit [] zostanie osiągnięty []. Dostosowane górne limity mają zastosowanie do momentu, gdy konieczne będą kolejne zwiększenia w ramach tego mechanizmu.**
3. Operatorzy systemów przesyłowych nie wprowadzają żadnych środków mających na celu zmianę poziomu cen hurtowych. []
4. **Krajowe organy regulacyjne lub inne właściwe organy wyznaczone przez państwa członkowskie określają polityki i środki stosowane na ich terytorium, które mogłyby pośrednio przyczyniać 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 niewydajnie określone obszary rynkowe.**

5. Jeżeli **krajowy organ regulacyjny lub inny właściwy organ wyznaczone przez państwo** członkowskie stwierdzi istnienie polityki lub środka, które mogą powodować zakłócenie procesu kształtowania się cen, podejmuje wszelkie odpowiednie działania, aby wyeliminować lub, gdy jest to niemożliwe, złagodzić ich wpływ na zachowania w procesie składania ofert zakupu. Państwa członkowskie składają Komisji do dnia [OP: *sześć miesięcy po wejściu w życie*] r. sprawozdanie szczegółowo opisujące środki i działania, które zastosowały lub zamierzają zastosować.

Artykuł 10

Wartość niedostarczonej energii

1. Do dnia [Dz.U.: jeden rok po wejściu w życie] r., **gdy jest to niezbędne do ustalenia normy niezawodności zgodnie z art. 20, krajowe organy regulacyjne lub inne właściwe organy wyznaczone przez państwa członkowskie** określają [] jednolity szacunek wartości niedostarczonej energii dla swojego terytorium. Szacunek ten [] podaje się do wiadomości publicznej. **Krajowe organy regulacyjne lub inne właściwe organy wyznaczone przez państwa członkowskie** mogą określić [] **różne wartości szacunkowe** 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, dane państwa członkowskie określają jednolitą wartość niedostarczonej energii dla tego obszaru rynkowego.** Ustalając wartość niedostarczonej energii, **krajowe organy regulacyjne lub inne właściwe organy wyznaczone przez państwa członkowskie** stosują metodę opracowaną zgodnie z art. 19 ust. 5.
2. Państwa członkowskie aktualizują swoje szacunki przynajmniej raz na pięć lat **lub gdy zaobserwowano znaczącą zmianę.**

Artykuł 11

Dysponowanie jednostkami wytwarzającymi i odpowiedzialnością strony popytowej

1. Dysponowanie jednostkami wytwarzającymi energię elektryczną i odpowiedzialnością strony popytowej przebiega w sposób niedyskryminacyjny, **przejrzysty** i na zasadach rynkowych, **chyba że przepisy art. 11 ust. 2 i 4 stanowią inaczej.** []
2. [] **Bez uszczerbku dla [] art. 107–109 TFUE państwa członkowskie mogą przewidzieć dysponowanie priorytetowe energią elektryczną pochodzącą z wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację [] zakładów wytwarzania energii lub zakładów wytwarzania energii stosujących powstające technologie w następującym zakresie:**
 - a) [] **zakład wytwarzania energii** wykorzystujący odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej [] **250 kW**; lub
 - b) projekty demonstracyjne dotyczące **powstających [] technologii określonych [] w kodeksie sieci dotyczącym wymogów dla jednostek wytwórczych przyjętym na podstawie art. 6 rozporządzenia nr 714/2009.**

[]

(część ust. 3 przeniesiona jako ust. 3a poniżej)

- 3a. **W odniesieniu do zakładu wytwarzania energii uruchomionego po dniu [] 1 stycznia 2026 r. przepis ust. 2 lit. a) stosuje się wyłącznie do zakładów wytwarzania energii [] wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej [] 150 kW []. **Państwa członkowskie mogą stosować niższy pułap.****

4. **Bez uszczerbku dla umów zawartych przed [wejściem w życie prawodawstwa] zakłady wytwarzania energii** wykorzystujące odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację, które uruchomiono przed dniem [Dz.U.: wejścia w życie] r. i które w momencie uruchomienia podlegały priorytetowemu dysponowaniu zgodnie z art. 15 ust. 5 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE lub art. 16 ust. 2 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE¹⁴, nadal **korzystają z priorytetowego dysponowania**. Priorytetowe dysponowanie przestaje mieć zastosowanie od dnia, w którym **zakłady wytwarzania energii** poddano znacznym modyfikacjom, co ma miejsce co najmniej w przypadku, gdy wymagana jest nowa umowa przyłączeniowa lub moce wytwórcze uległy zwiększeniu.
5. Priorytetowe dysponowanie nie może zagrażać bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, nie może być wykorzystywane jako uzasadnienie ograniczenia transgranicznych zdolności przesyłowych w stopniu większym niż przewidziano w art. 14 oraz musi opierać się na przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach.

¹⁴ 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).

Artykuł 12

Redysponowanie []

1. [] Redysponowanie mocą instalacji wytwórczych oraz redysponowanie odpowiedzialnością strony popytowej opiera się na obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach. **Musi ono być otwarte dla wszystkich technologii wytwarzania, magazynowania i odpowiedzialności strony popytowej, w tym dla operatorów mieszczących się w innych państwach członkowskich, chyba że jest to technicznie niewykonalne.**
2. Zasoby [] redysponowane wybiera się spośród instalacji wytwórczych, **magazynowania** lub odbiorczych [] z wykorzystaniem mechanizmów rynkowych i wypłaca się z ich tytułu rekompensatę finansową. [] **Oferty zakupu energii bilansującej używane do redysponowania [] nie określają ceny energii bilansującej [] zgodnie z [] wytycznymi dotyczącymi bilansowania przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009.**

(część ust. 2 przeniesiona jako ust. 2a poniżej)

- 2a. **Bez uszczerbku dla [] art. 107 do 109 TFUE [] redysponowanie mocą instalacji wytwórczych** lub redysponowanie odpowiedzialnością strony popytowej, które nie opierają się na zasadach rynkowych, **można stosować [] wyłącznie [] pod następującymi warunkami:**
- a) alternatywne rozwiązanie rynkowe jest niedostępne;
 - b) [] wszystkie zasoby rynkowe wyczerpano, lub
 - c) [] liczba instalacji wytwórczych lub instalacji odbiorczych dostępnych na obszarze, na którym mieszczą się odpowiednie instalacje wytwórcze lub instalacje odbiorcze na potrzeby świadczenia usługi, jest zbyt niska, aby zapewnić skuteczną konkurencję; []

d) **aktualny stan sieci prowadzi do tak regularnie występujących i przewidywalnych ograniczeń, że redysponowanie oparte na zasadach rynkowych prowadziłoby do regularnego składania ofert strategicznych, co podniosłoby poziom wewnętrznych ograniczeń, a dane państwo członkowskie przyjęło plan działania, by przewyciężyć te ograniczenia lub gwarantuje minimalną zdolność dostępną w handlu transgranicznym [] zgodnie z art. 14 ust. 7.**

3. Odpowiedzialny operator systemu przekazuje przynajmniej raz w roku właściwemu organowi regulacyjnemu sprawozdanie na temat [] redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy **zakładów wytwarzania energii** wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację [].
4. Z zastrzeżeniem wymogów dotyczących utrzymania niezawodności i bezpieczeństwa sieci oraz w oparciu o przejrzyste i niedyskryminacyjne kryteria określone przez właściwe organy krajowe, 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. Nie uniemożliwia to uwzględniania przy planowaniu sieci [] redysponowania na ograniczoną skalę, w przypadku gdy wykaże się, 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 odpowiedniej sieci, o ile państwo członkowskie, w którym energia elektryczna pochodząca z zakładów wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację stanowi ponad 50 % ostatecznej rocznej wielkości krajowego zużycia energii elektrycznej brutto;**
- b) wprowadzają odpowiednie środki operacyjne z zakresu sieci i rynku w celu minimalizacji [] redysponowania prowadzącego do obniżenia ilości energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii lub wysokosprawnej kogeneracji.

5. W przypadku stosowania redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy inaczej niż na zasadach rynkowych zastosowanie mają następujące zasady:
- a) **zakłady 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 niewspółmiernymi kosztami lub powodowały **znaczne** zagrożenia bezpieczeństwa sieci;
- b) **energia elektryczna wytwarzana z wykorzystaniem wysokosprawnej kogeneracji podlega** redysponowaniu prowadzącemu do obniżenia mocy tylko wówczas, gdy nie istnieją inne – poza redysponowaniem prowadzącym do obniżenia mocy instalacji wytwórczych **wykorzystujących odnawialne źródła energii** – rozwiązania alternatywne lub jeżeli inne rozwiązania skutkowałyby niewspółmiernymi kosztami lub powodowały **znaczne** zagrożenia bezpieczeństwa sieci;
-
- d) redysponowanie prowadzące do obniżenia mocy zgodnie z lit. a) i b) musi być uzasadnione w należyty i przejrzysty sposób. Uzasadnienie to uwzględnia się w sprawozdaniu przewidzianym w ust. 3.
6. W przypadku zastosowania redysponowania inaczej niż na zasadach rynkowych, takie redysponowanie podlega rekompensacie finansowej wypłacanej przez operatora systemu, który wydał polecenie redysponowania, na rzecz **operatora** instalacji wytwórczej lub odbiorczej objętej redysponowaniem z **wyjątkiem jednostek wytwórczych akceptujących umowę przyłączeniową, która nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii**. Rekompensata finansowa jest co najmniej równa wyższej z poniższych kwot **lub być ich kombinacją, jeżeli zastosowanie tylko jednej kwoty prowadziłoby do nieuzasadnienie niskiej lub nieuzasadnienie 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 **zakładów wytwarzania energii** wykorzystujących wysokosprawną kogenerację lub ich ograniczenia;
- b) Przychody netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego, które instalacja wytwórcza lub odbiorcza wygenerowałaby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania. Jeżeli instalacjom wytwórczym lub odbiorczym przyznano wsparcie finansowe w oparciu o ilość wytworzonej lub zużytej energii elektrycznej, utracone wsparcie finansowe uznaje się za część przychodów netto.

Rozdział III

Dostęp do sieci i zarządzanie ograniczeniami

SEKCJA 1

ALOKACJA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH

Artykuł 13

Środki zarządzania ograniczeniom i wyznaczanie obszarów rynkowych

1. **Państwa członkowskie podejmują wszelkie właściwe środki, by [] zaradzić ograniczeniom.** Granice obszaru rynkowego wytycza się w oparciu o długoterminowe ograniczenia strukturalne sieci przesyłowej []. **Obszary rynkowe nie obejmują takich ograniczeń strukturalnych, chyba że nie wywierają one żadnego wpływu lub ich wpływ na sąsiadujące obszary rynkowe jest łagodzony działaniami zaradczymi i nie prowadzą one do obniżenia zdolności do wymiany transgranicznej.** Konfigurację obszarów rynkowych w Unii projektuje się w taki sposób, aby zmaksymalizować wydajność ekonomiczną i **aby zmaksymalizować** możliwości handlu transgranicznego [] z poszanowaniem przepisów art. 14.

[]

[]

[]

3. W celu zapewnienia optymalnej **konfiguracji** obszarów rynkowych przeprowadza się przegląd obszarów rynkowych. Przegląd ten **ustala wszystkie ograniczenia strukturalne i** obejmuje analizę **różnych** konfiguracji obszarów rynkowych przeprowadzaną w skoordynowany sposób przy udziale zainteresowanych stron, których to dotyczy, ze wszystkich **odpowiednich** państw członkowskich, zgodnie z procedurą przewidzianą w **wytycznych dotyczących alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętych na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 714/2009.** Wszyscy operatorzy systemów przesyłowych przedstawiają propozycję odpowiednim krajowym organom regulacyjnym do zatwierdzenia. Odpowiednie krajowe organy regulacyjne w ciągu **[3 miesięcy]** **jednogłośnie podejmują decyzję co do otrzymanej propozycji. Jeżeli nie są w stanie dojść do porozumienia w powyższym terminie, agencja podejmuje decyzje co do** metody i założeń, które zostaną wykorzystane w procesie przeglądu obszarów rynkowych, a także co do rozpatrywanych alternatywnych konfiguracji obszarów rynkowych. **Metody opierają się na ograniczeniach strukturalnych, których przewyżczenia nie należy się spodziewać w najbliższych pięciu latach, na przykład z należyтым uwzględnieniem wymiernych postępów w realizacji przedsięwzięć prowadzących do rozwoju infrastruktury, których realizacji oczekuje się w najbliższych pięciu latach.**
- 3a. **Niezależnie od faktycznego rezultatu przedsięwzięć prowadzących do rozwoju infrastruktury, art. 14 ma zastosowanie do obliczania dostępnych zdolności w zakresie wymiany transgranicznej. W przypadku wdrażania planu działania zgodnie z ust. 4a pułap, o którym mowa w art. 14 ust. 7 musi zostać osiągnięty nie później niż z końcem 2025 r.**

4. Operatorzy systemów przesyłowych uczestniczący w przeglądzie obszarów rynkowych przedkładają [] odpowiednim państwom członkowskim lub wyznaczonym właściwym organom stosownych państw członkowskich wspólną propozycję [] [*nie później niż 12 miesięcy po wejściu niniejszego rozporządzenia w życie, dokładna data do wstawienia przez Dz.U.*]. W niniejszym artykule odpowiednie państwa członkowskie [] oznaczają państwa członkowskie uczestniczące w przeglądzie [] konfiguracji obszarów rynkowych oraz także państwa z tego samego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z [] wytycznymi dotyczącymi alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętych na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 714/2009.

[]

- 4a. W przypadku gdy [] co najmniej jeden operator systemu przesyłowego stwierdził ograniczenia strukturalne lub gdy po przeglądzie obszarów rynkowych zalecono zmianę obszaru rynkowego w co najmniej jednym państwie członkowskim, zainteresowane państwa członkowskie we współpracy ze swoimi operatorami systemów przesyłowych w ciągu 6 miesięcy mają możliwość opracowania krajowych lub międzynarodowych planów działania. Te plany działania powinny zawierać konkretny harmonogram przyjmowania środków mających na celu zmniejszenie stwierdzonych ograniczeń strukturalnych w terminie [*nie później niż [4] lata po wejściu w życie niniejszego rozporządzenia – dokładna data do wstawienia przez Dz.U.*], w tym na przykład przyspieszenie rozbudowy sieci, efektywniejsze wykorzystanie istniejącej infrastruktury, przegląd aktualnych praktyk w zakresie eksploatacji systemu, zwiększenie koordynacji pracy systemu z właściwymi operatorami sąsiednich systemów przesyłowych, przegląd rozporządzenia w sprawie działań naprawczych i barier dla zwiększenia elastyczności oraz krajowych działań strategicznych w zakresie polityki energetycznej wpływających na zmianę lokalizacji produkcji i konsumpcji.

4b. Państwo członkowskie realizujące plany działania [] zgodnie z ust. 4a [] zapewnia, by – bez uszczerbku dla odstępstw przyznanych na mocy art. 14 ust. 7a i 7b – w ostatnim roku realizacji planu działania osiągnięto poziom przydzielonej zdolności określony w art. 14 ust. 7, i w żadnym przypadku nie później niż [] z końcem 2025 r. osiągnięto minimalny poziom przydzielonej zdolności. Państwo członkowskie osiąga [] zdolność, o której mowa w niniejszym ustępie poprzez wzrost liniowy. Ten wzrost liniowy i jego punkt wyjścia, który stanowi wyższa z następujących wartości: zdolność przesyłowa przydzielona na tej granicy w roku poprzedzającym wdrożenie planu działania lub średnia z ostatnich trzech lat przed wdrożeniem planu działania, uzgadnia się z państwami członkowskimi z tego samego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych. W okresie, w którym państwo członkowskie realizuje plan działania, [] to państwo członkowskie zapewnia, by zdolność dostępna do wymiany transgranicznej zgodnie z ust. 7 była co najmniej równa wartościom wzrostu liniowego, w tym poprzez stosowanie działań zaradczych w danym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych, jednak decyzje organów regulacyjnych, o których mowa w ust. 7a i 7b, nie mają zastosowania do takiego państwa członkowskiego. [] Koszty działań zaradczych niezbędnych do umożliwienia wzrostu liniowego lub udostępniania transgranicznych zdolności przesyłowych na granicach, których dotyczy plan działania, ponosi państwo członkowskie lub państwa członkowskie realizujące ten plan działania.

- 4c. Sześć miesięcy przed datą wygaśnięcia planu działania państwa członkowskie [] decydują, czy rozdzielić ich obszar rynkowy, by przewyżczyć pozostałe ograniczenia, czy też zająć się pozostałymi ograniczeniami wewnętrznymi za pomocą działań naprawczych, których koszty pokryją. Co rok podczas realizacji planu działania oraz w okresie sześciu miesięcy od wygaśnięcia planu działania operatorzy systemów przesyłowych uczestniczący w przeglądzie obszarów rynkowych oceniają dostępne transgraniczne zdolności przesyłowe obliczane zgodnie z metodami, o których mowa w art. 14 ust. 7, przez okres ostatnich 12 miesięcy i określają w sprawozdaniu czy zdolność do handlu transgranicznego osiągnęła swój [] minimalny poziom [] określony w art. 14 ust. 7c. W przypadku gdy stwierdzono ograniczenia strukturalne zgodnie z ust. 4a, ale w okresie 6 miesięcy nie sporządzono planu działania, odpowiedni operatorzy systemów przesyłowych w terminie dwunastu miesięcy od stwierdzenia ograniczenia strukturalnego oceniają dostępne transgraniczne zdolności przesyłowe obliczane zgodnie z metodami, o których mowa w art. 14 ust. 7, przez okres ostatnich 12 miesięcy i określają w sprawozdaniu czy zdolność do handlu transgranicznego osiągnęła swój minimalny poziom określony w art. 14 ust. 7. [] Oceny sporządzane na mocy niniejszego ustępu powinny być powtarzane co 24 miesiące i obejmować okres ostatnich 24 miesięcy.
- 4d. Co się tyczy tych państw członkowskich, których ocena zgodna z ust. 4c wykazała, że jeden z operatorów systemów przesyłowych nie przestrzega poziomu określonego w art. 14 ust. 7, lub tych państw członkowskich, które wybrały rozdział obszarów rynkowych, odpowiednie państwa członkowskie powinny w ciągu 6 miesięcy od otrzymania sprawozdania, o którym mowa w ust. 4c, jednogłośnie podjąć decyzję co do tego, czy utrzymać czy też zmienić konfigurację obszarów rynkowych. Inne państwa członkowskie mogą przedłożyć uwagi odpowiednim państwom członkowskim, które powinny uwzględnić te uwagi podczas podejmowania decyzji. Decyzja musi być uzasadniona i należy o niej powiadomić Komisję i Agencję.

- 4e. *(dawny 4a)* Jeżeli odpowiednie państwa członkowskie nie są w stanie jednogłośnie podjąć decyzji w dozwolonym terminie, [] niezwłocznie powiadamiają o tym Komisję. Komisja może przedstawić dalsze propozycje i może skonsultować się z odpowiednimi państwami członkowskimi [] w celu wypracowania zrównoważonego rozwiązania w terminie trzech miesięcy. [] W ostateczności Komisja po konsultacji z Agencją i stosownymi zainteresowanymi stronami przyjmuje decyzję w sprawie zmiany lub utrzymania konfiguracji obszarów rynkowych w państwach członkowskich i pomiędzy państwami członkowskimi, które podlegają decyzji zgodnej z ust. 4d, [] w terminie sześciu miesięcy od [] otrzymania takiego zawiadomienia.
- 4f. W przypadku gdy jedna z kolejnych ocen, o których mowa w ust. 4c, wykaże, że jeden z operatorów systemów przesyłowych nie przestrzega przepisów art. 14 ust. 7c, [] zastosowanie ma procedura określona w ust. 4d i 4e.
5. Podstawę decyzji, o której mowa w ust. 4d lub 4e, stanowią **sprawozdanie wskazujące ograniczenia strukturalne lub** wyniki przeglądu obszarów rynkowych oraz wnioski operatorów systemów przesyłowych, o którym mowa w ust. 4a, i **sprawozdanie, o którym mowa w ust. 4c**, dotyczące [] ich utrzymania lub zmiany. Decyzja musi być uzasadniona, w szczególności jeśli chodzi o możliwe odchylenia od wyników przeglądu obszarów rynkowych, i **musi uwzględniać stanowiska i zobowiązania [] zainteresowanych państw członkowskich oraz uwagi pozostałych państw członkowskich.**
6. W przypadku zainicjowania dalszych przeglądów obszarów rynkowych zgodnie z [] wytycznymi dotyczącymi alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 714/2009 stosuje się procedurę określoną w [] niniejszym artykule [].

[]

8. We wszelkich decyzjach przyjętych na podstawie niniejszego artykułu określa się datę wdrożenia zmiany. Ta data wdrożenia musi pozwolić wyważyć konieczność podjęcia stosownych działań oraz względy praktyczne, w tym obrót energią elektryczną na rynkach terminowych, i **nie może przypadać wcześniej niż 12 miesięcy od publikacji decyzji, o ile z odpowiednimi państwami członkowskimi nie ustalono inaczej.** W [] tej decyzji można określić odpowiednie rozwiązania przejściowe.

Artykuł 14

Ogólne zasady alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami

1. Problemy ograniczeń sieci są rozwiązywane za pomocą niedyskryminacyjnych rozwiązań rynkowych dających skuteczne sygnały ekonomiczne zaangażowanym uczestnikom rynku i operatorom systemów przesyłowych. Metodami rozwiązywania problemów ograniczeń sieci są metody nieoparte na transakcjach, tj. metody, które nie zawierają elementu wyboru między umowami poszczególnych uczestników rynku. Stosując środki operacyjne mające na celu zapewnienie utrzymania swoich systemów przesyłowych w normalnym stanie, operator systemu przesyłowego uwzględnia wpływ tych środków na sąsiednie obszary regulacyjne i koordynuje te środki z innymi operatorami systemów przesyłowych, których to dotyczy, jak przewidziano w [] **wytycznych dotyczących alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętych na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 714/2009.**
2. Procedury ograniczania transakcji są stosowane jedynie w sytuacjach awaryjnych, w przypadku gdy operator systemu przesyłowego musi działać szybko, a redysponowanie lub zakupy przeciwne nie są możliwe. Każda taka procedura stosowana jest w sposób niedyskryminacyjny. Z wyjątkiem przypadków siły wyższej uczestnicy rynku, którym przydzielono zdolność, otrzymują rekompensatę za każde ograniczenie.

2a. Operatorzy systemów przesyłowych mogą podjąć decyzję o niewykonaniu skoordynowanych działań zaleconych przez regionalnego koordynatora bezpieczeństwa regionu pracy systemu lub regionalny koordynator bezpieczeństwa może samodzielnie ograniczyć zdolności wyznaczone w ramach skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych w skoordynowanych działaniach, jeśli wynik tego skoordynowanego wyznaczenia zdolności przesyłowych, przeprowadzonego zgodnie z wytycznymi dotyczącymi alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi oraz z ust. 3 i 7, skutkowałoby naruszeniem warunków bezpiecznej pracy systemu zdefiniowanych przez poszczególnych operatorów systemów przesyłowych zgodnie z wytycznymi dotyczącymi pracy systemu przesyłowego przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009, na przykład w przypadku niewystarczającego potencjału redysponowania w danym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych. Takie odchylenie musi być należycie uzasadnione przez odpowiednich operatorów systemów przesyłowych. Odpowiedni operatorzy systemów przesyłowych bez zbędnej zwłoki informują regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa i krajowe organy regulacyjne z regionu wyznaczania zdolności przesyłowych o takim odchyleniu zgodnie z art. 38 ust. 2a niniejszego rozporządzenia. Raz w roku regionalny koordynator bezpieczeństwa składa właściwym krajowym organom regulacyjnym i Agencji sprawozdanie dotyczące odchyień na mocy niniejszego ustępu oraz dokonuje oceny poszczególnych incydentów i, w razie potrzeby, analizy sposobów pozwalających uniknąć takich odchyień w przyszłości. Jeżeli Agencja uzna, że warunki dotyczące odchylenia na mocy niniejszego ustępu nie zostały spełnione, mają strukturalny charakter, Agencja przedkłada opinię właściwemu organowi regulacyjnemu i Komisji. Organ regulacyjny podejmuje odpowiednie działania wobec operatorów systemów przesyłowych, jeżeli warunki dotyczące odchylenia na mocy niniejszego ustępu nie zostały spełnione. []

3. **O ile ust. 7, 7a, 7b, 7d i [] 2a nie stanowią inaczej, uczestnikom rynku udostępniane są [] maksymalne poziomy zdolności połączeń wzajemnych lub sieci przesyłowych, na które wpływają [] zdolności transgraniczne, przy zachowaniu standardów bezpieczeństwa eksploatacji sieci. [] W celu maksymalizacji dostępnych zdolności przesyłowych stosuje się zakupy przeciwne i redysponowanie, w tym redysponowanie transgraniczne [] ; aby to umożliwić wykorzystuje się **skoordynowaną i niedyskryminacyjną procedurę dotyczącą transgranicznych działań naprawczych, stosując metody podziału kosztów redysponowania i zakupów przeciwnych zgodnie z [] wytycznymi dotyczącymi alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 714/2009 []**.**
4. Zdolność przesyłową alokuje się wyłącznie w drodze aukcji typu explicit dotyczących zdolności przesyłowych lub aukcji typu implicit dotyczących zdolności przesyłowych 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.
5. **W przypadku ograniczeń wygrywa najwyższa ważna oferta dotycząca przepustowości sieci, przedstawiająca najwyższą wartość za (niewielką) 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. 59.
6. Zdolności przesyłowe są przedmiotem swobodnego obrotu na rynku wtórnym, pod warunkiem że operator systemu przesyłowego zostanie o tym fakcie poinformowany z odpowiednim wyprzedzeniem. Jeżeli operator systemu przesyłowego sprzeciwia się obrotowi (transakcji) na rynku wtórnym, musi to w jasny i przejrzysty sposób zakomunikować i wyjaśnić wszystkim uczestnikom rynku oraz powiadomić o tym organ regulacyjny.

7. Operatorzy systemów przesyłowych nie mogą ograniczać wielkości zdolności połączeń wzajemnych, która ma być udostępniona [] uczestnikom rynku, w celu zaradzenia ograniczeniom w ramach ich własnego obszaru rynkowego [] **lub jako sposób zarządzania przepływami wychodzącymi z tego samego obszaru rynkowego i ponownie do niego wchodzącymi bez ujęcia w grafiku, o ile na mocy ust. 7a lub 7b nie przewidziano inaczej.**

Bez uszczerbku dla odstępstw przyznanych na mocy ust. 7a i 7b przepisy niniejszego ustępu uznaje się za spełnione, jeśli osiągnięto następujące minimalne poziomy zdolności dostępnych do wymiany transgranicznej, obliczone zgodnie z wytycznymi dotyczącymi alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 714/2009 z uwzględnieniem kryterium N-1:

- (i) w przypadku granic, na których stosuje się podejście oparte na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto, 75 % zdolności przesyłowych netto zgodnie z wytycznymi dotyczącymi alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 714/2009;
- (ii) w przypadku granic, na których stosuje się podejście FBA, 75 % pozostałego dostępnego marginesu w zakresie wewnętrznych i transgranicznych krytycznych elementów sieci udostępnionych do celów przepływów transgranicznych zgodnie z wytycznymi dotyczącymi alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 714/2009.

Odstępstwa na mocy ust. 7a nie mogą powodować spadku wartości poniżej tego pułapu.

7a. Na podstawie wniosku złożonego przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych w danym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych odpowiednie organy regulacyjne w drodze odstępstwa od ust. 7 zatwierdzają poziom dostępnych łącznych transgranicznych zdolności przesyłowych na każdej z granic obszaru rynkowego, które wykorzystuje się w metodzie wyznaczania zdolności przesyłowych, by uwzględnić nieujęte w grafiku przepływy transgraniczne w zakresie, jakiego można się spodziewać bez ograniczeń strukturalnych w danym obszarze rynkowym.

(część ust. 7 przeniesiona jako ust. 7b poniżej)

7b. Na wniosek operatora systemu przesyłowego z regionu wyznaczania zdolności przesyłowych odpowiedni organ regulacyjny może – jeżeli jest to konieczne do utrzymania bezpieczeństwa pracy systemu – udzielić odstępstwa od przepisu ust. 7 z przewidywalnych przyczyn innych, niż przyczyny ujęte w ust. 7a, na przykład w przypadku środków związanych z utrzymaniem sieci. Takie odstępstwo, które nie może dotyczyć ograniczania już przydzielonych zdolności przesyłowych na podstawie ust. 5, jest ograniczone każdorazowo do jednego roku lub do okresu maksymalnie dwóch lat, przy czym poziom odstępstwa w każdym kolejnym roku znacząco spada, jest bezwzględnie ograniczone do tego, co jest konieczne, oraz nie dopuszcza do zróżnicowanego traktowania wymian wewnątrzobszarowych i transgranicznych. Uzasadnienie i powody udzielenia odstępstwa podaje się do wiadomości publicznej. Jeżeli udzielono odstępstwa, właściwy operator systemu przesyłowego opracowuje i podaje do wiadomości publicznej metodę i przedsięwzięcia mające zapewnić długoterminowe rozwiązanie kwestii, której zaradzić usiłuje odstępstwo. Odstępstwo wygasa z upływem wskazanego terminu lub w momencie zastosowania odpowiedniego rozwiązania, w zależności od tego, który z tych terminów przypada wcześniej.

8. 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 wprowadzana na rynek w sposób otwarty, przejrzysty i niedyskryminacyjny.
9. 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.
10. Konsekwencjami finansowymi nieprzestrzegania obowiązków związanych z alokacją zdolności przesyłowych obciąża się te podmioty, które są za to nieprzestrzeganie odpowiedzialne. W sytuacji gdy uczestnicy rynku nie wykorzystują zdolności przesyłowych, które zobowiązali się wykorzystać, lub – w przypadku zdolności przesyłowych będących przedmiotem aukcji typu explicit – nie odsprzedadzą ich na rynku wtórnym ani nie zwrócą w stosownym terminie, tracą oni prawo do tych zdolności przesyłowych i 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 swoich obowiązków, odpowiedzialny jest za zrekompensowanie uczestnikowi rynku utraty praw do zdolności przesyłowych. W tych przypadkach nie uwzględnia się strat następczych. Najważniejsze pojęcia i metody stosowane przy określaniu odpowiedzialności powstałej w przypadku niewypełnienia obowiązków określa się z wyprzedzeniem w odniesieniu do konsekwencji finansowych oraz poddaje przeglądowi przeprowadzanemu przez odpowiedni [] organ regulacyjny lub odpowiednie [] organy regulacyjne.
- 11. Podczas podziału kosztów działań zaradczych między operatorów systemów przesyłowych organy regulacyjne analizują, w jakim stopniu przepływy wychodzące z tego samego obszaru rynkowego i ponownie do niego wchodzące bez grafikowania przyczyniają się do obserwowanych ograniczeń między dwoma obszarami rynkowymi, i przydzielają koszty proporcjonalnie do wkładu w ograniczenia zgodnie z metodą podziału kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych określoną w wytycznych dotyczących alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętych na podstawie art. 18 rozporządzenia (UE) 714/2009 i art. 76 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/XYZZ. Nie ma to zastosowania do [] pułapu zgodnego z ust. 7a.**

Artykuł 15

Alokacja transgranicznych zdolności przesyłowych w różnych przedziałach czasowych

1. Operatorzy systemów przesyłowych ponownie wyznaczają dostępne transgraniczne zdolności przesyłowe przynajmniej po czasie zamknięcia bramki dla międzyobszarowego rynku dnia następnego i dnia bieżącego. W każdym kolejnym procesie alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych operatorzy systemów przesyłowych dokonują alokacji dostępnych transgranicznych zdolności przesyłowych oraz pozostałych transgranicznych zdolności przesyłowych, których uprzednio nie przydzielono, i transgranicznych zdolności przesyłowych zwolnionych przez posiadaczy fizycznych praw przesyłowych z uprzednich alokacji.
 - 1a. **Operatorzy systemów przesyłowych określają odpowiednią strukturę alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych w różnych przedziałach czasowych, w tym na rynkach dnia następnego, dnia bieżącego i bilansowania. [] Taka struktura alokacji podlega przeglądowi przeprowadzanemu przez właściwe organy regulacyjne. Przygotowując swoją propozycję, operatorzy systemów przesyłowych uwzględniają:**
 - a) **charakterystykę rynków;**
 - b) **warunki operacyjne, takie jak skutki kompensowania systemów zgłoszonych na stałe;**
 - c) **poziom harmonizacji między udziałami procentowymi i okresami przyjętymi w poszczególnych działających mechanizmach alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych.**
2. Jeżeli po czasie zamknięcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego dostępne są transgraniczne zdolności przesyłowe, operatorzy systemów przesyłowych wykorzystują je do celów wymiany energii bilansującej lub przeprowadzenia procesu kompensowania niezbilansowań.

3. **Jeżeli przydzielana jest transgraniczna zdolność przesyłowa na potrzeby wymiany mocy bilansującej oraz współdzielenia rezerw zgodnie z art. 5 ust. 8, operatorzy systemów przesyłowych stosują [] metody opracowane zgodnie z [] wytycznymi dotyczącymi bilansowania przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009. []**
4. Operatorzy systemów przesyłowych nie zwiększają marginesu niezawodności obliczonego zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2015/1222 z powodu wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw.

SEKCJA 2

OPLATY SIECIOWE I DOCHÓD Z OGRANICZEŃ

Artykuł 16

Oplaty za podłączenie i dostęp do sieci

1. Opłaty za dostęp do sieci stosowane przez operatorów sieci, w tym opłaty za przyłączenie do sieci, opłaty za korzystanie z sieci i, w stosownych przypadkach, opłaty za odpowiednie wzmocnienie sieci, są przejrzyste, uwzględniają potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa i elastyczności sieci i odzwierciedlają rzeczywiście poniesione koszty w zakresie, w jakim odpowiadają one kosztom ponoszonym przez operatora sieci o porównywalnej wydajności i strukturze, oraz stosowane są w sposób niedyskryminacyjny. [] **Bez uszczerbku dla art. 15 ust. 1 i 6 oraz kryteriów przedstawionych w załączniku XI do dyrektywy 2012/27/UE metodę używaną do kształtowania opłat sieciowych stosuje się [] w szczególności** w sposób, który nie prowadzi do uprzywilejowanego lub gorszego traktowania produkcji przyłączonej na poziomie dystrybucji względem produkcji przyłączonej na poziomie przesyłu. Nie mogą one prowadzić do **nieuzasadnionego uprzywilejowanego lub gorszego** traktowania magazynowania energii oraz nie mogą tworzyć bodźców zniechęcających do udziału w odpowiedzi strony popytowej. Nie naruszając przepisów ust. 3, opłaty te nie mogą być związane z odległością.

2. **Metody ustalania taryf [] muszą [] odzwierciedlać odpowiednie zachęty i koszty stałe ponoszone przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych. Dozwolone dochody podlegające odzyskaniu za pomocą [] taryf muszą odzwierciedlać w krótko- i długoterminowej perspektywie odpowiednie zachęty dla operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych do podnoszenia efektywności, w tym efektywności energetycznej, zwiększania integracji rynku i bezpieczeństwa dostaw energii, a także wspierania inwestycji [], związanych z nimi działań badawczych i [] ułatwiania innowacji w interesie konsumentów.**
3. W stosownych przypadkach poziom taryf stosowanych wobec producentów lub konsumentów dostarcza sygnałów lokalizacyjnych na poziomie Unii i uwzględnia wielkość strat sieciowych, powodowane ograniczenia i koszty inwestycji infrastrukturalnych.
4. Przy ustalaniu opłat za dostęp do sieci brane są pod uwagę następujące czynniki:
 - a) płatności i przychody wynikające z mechanizmu rozliczeń 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 mocy niniejszego artykułu pozostaje bez uszczerbku dla opłat wynikających z zarządzania ograniczeniami, o których mowa w art. 14.
6. Nie stosuje się szczególnych opłat sieciowych w poszczególnych transakcjach w ramach handlu **międzyobszarowego** energią elektryczną.
7. Taryfy dystrybucyjne muszą odzwierciedlać koszty korzystania przez użytkowników systemu, w tym aktywnych odbiorców, z sieci dystrybucyjnej i mogą być zróżnicowane w zależności od profilu zużycia lub wytwarzania danego użytkownika systemu. Jeżeli państwa członkowskie wprowadziły rozwiązania przewidujące wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, [] **można** wprowadzić taryfy sieciowe uzależnione od pory dnia, odzwierciedlające sposób korzystania z sieci, w sposób przejrzysty i możliwy do przewidzenia dla konsumenta.

8. **Dozwolone dochody podlegające odzyskaniu za pomocą taryf** dystrybucyjnych mogą wprowadzić cele w zakresie skuteczności działania, aby zachęcić operatorów systemów dystrybucyjnych do **eksploatowania swoich sieci w sposób jak najbardziej efektywny.**
9. Do dnia [Dz.U.: *proszę wstawić datę – trzy miesiące po wejściu w życie*] r. w **celu zmniejszenia ryzyka fragmentacji** rynku Agencja przedstawia **sprawozdanie z najlepszych praktyk dotyczących** metod wyznaczania taryf przesyłowych i dystrybucyjnych, **pozostawiając wystarczające możliwości uwzględnienia szczególnych uwarunkowań krajowych. To sprawozdanie z najlepszych praktyk** odnosi się przynajmniej do następujących kwestii:
- a) relacja taryf stosowanych wobec producentów do taryf stosowanych wobec konsumentów;
 - 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 zwolnienia taryfowe.

Agencja aktualizuje swoje sprawozdanie przynajmniej raz na dwa lata.

Artykuł 17

Dochód z ograniczeń

1. Procedury zarządzania ograniczeniami dotyczące określonego przedziału czasowego mogą generować dochody tylko w przypadku wystąpienia ograniczeń w tym właśnie przedziale czasowym, poza przypadkami nowych połączeń wzajemnych korzystających ze zwolnienia na mocy art. 7 rozporządzenia (WE) nr 1228/2003, art. 17 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 lub art. 59. Procedura podziału tych dochodów podlega przeglądowi przeprowadzanemu przez organy regulacyjne, przy czym nie może ona zakłócać procesu alokacji na korzyść jakiegokolwiek strony, występującej o zdolność lub o energię, ani zniechęcać do zmniejszania ograniczeń.
2. Wszelkie dochody wynikające z alokacji zdolności połączeń wzajemnych wykorzystywane są do następujących celów:
 - a) zagwarantowanie rzeczywistej dostępności przydzielonej zdolności, w **tym odszkodowania z tytułu gwarancji;**
 - b) utrzymywanie lub zwiększanie zdolności połączeń wzajemnych poprzez inwestycje w sieć, w szczególności w nowych połączeniach wzajemnych, **liniach wewnętrznych i liniach wewnętrznych ujętych w wykazie zamieszczonym w dziesięcioletnim planie rozwoju sieci ENTSO energii elektrycznej jako istotne dla zmniejszenia ograniczeń na połączeniu wzajemnym, []**
 - c) **lub, w stosownych przypadkach, transgraniczne działania naprawcze, takie jak redysponowanie i zakupy przeciwne.**

(część ust. 2 lit. b) przeniesiona jako ust. 2a poniżej)

- 2a. Dochody te mogą zostać wykorzystane – pod warunkiem zatwierdzenia przez organy regulacyjne danych państw członkowskich – jako dochód brany pod uwagę przez organy regulacyjne przy zatwierdzaniu metod wyliczania lub ustalania taryf sieciowych.
3. Wykorzystanie dochodów zgodnie z ust. 2 lit. a), b) **lub c)** następuje zgodnie z metodą zaproponowaną przez operatorów systemów przesyłowych w porozumieniu z organami regulacyjnymi i zatwierdzoną przez Agencję . Operatorzy systemów przesyłowych przedkładają propozycję Agencji do dnia [Dz.U.: 12 miesięcy po wejściu w życie] r., a Agencja podejmuje stosowną decyzję w terminie sześciu miesięcy.

(część ust. 3 przeniesiona jako ust. 3a poniżej)

- 3a. Metoda szczegółowo określa minimalne warunki, na jakich przychody te uznaje się za spełniające cele określone w ust. 2 lit. a), b) **lub c)** .
- 3b. Operatorzy systemów przesyłowych z wyprzedzeniem wyraźnie określają sposób wykorzystania wszelkich dochodów z ograniczeń oraz składają sprawozdanie z faktycznego wykorzystania tych dochodów. Każdego roku, do dnia 1 marca, organy regulacyjne publikują sprawozdanie prezentujące kwotę dochodów uzyskanych w okresie dwunastu miesięcy kończącym się 31 grudnia poprzedniego roku kalendarzowego i sposób ich wykorzystania, w tym konkretne przedsięwzięcia, na które wykorzystano te dochody **zgodnie z ust. 2**, lub kwoty umieszczone na odrębnym koncie **lub kwoty wykorzystane podczas wyliczania taryf sieciowych**, wraz z weryfikacją, czy dochody te wykorzystano zgodnie z przepisami niniejszego rozporządzenia oraz metodą opracowaną na podstawie ust. 3. W **przypadkach gdy część dochodów z ograniczeń jest wykorzystywana podczas wyliczania taryf sieciowych**, w sprawozdaniu należy wykazać, w jaki sposób operator systemu przesyłowego zrealizował cele priorytetowe określone w art. 2, w stosownych przypadkach.

Rozdział IV

Wystarczalność zasobów

Artykuł 18

Wystarczalność zasobów

1. Państwa członkowskie monitorują wystarczalność zasobów na swoim terytorium w oparciu o ocenę wystarczalności zasobów na poziomie europejskim przewidzianą w art. 19 i **mogą przeprowadzić [] dodatkowo ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym zgodnie z art. 19a.**
2. Jeżeli w ocenach wystarczalności zasobów na poziomie europejskim **lub krajowym** stwierdzono istnienie problemu z wystarczalnością zasobów, państwa członkowskie identyfikują wszelkie zakłócenia regulacyjne **lub rynkowe, lub „wąskie gardła” takie jak niewystarczająca infrastruktura**, które spowodowały wystąpienie tego problemu lub się do niego przyczyniły.
3. Państwa członkowskie publikują harmonogram z **konkretnymi datami** przyjęcia środków mających na celu wyeliminowanie stwierdzonych zakłóceń regulacyjnych lub rynkowych **lub „wąskich gardeł”**. Podejmując kroki w celu zaradzenia problemom z wystarczalnością zasobów, państwa członkowskie w szczególności **uwzględniają zasady określone w art. 3 oraz** rozważają usunięcie zakłóceń regulacyjnych, umożliwienie tworzenia cen odzwierciedlających niedobór **dzięki nieregulowanemu kształtowaniu cen**, rozwijanie połączeń wzajemnych z **innymi państwami członkowskimi, umożliwienie niezakłóconego dostępu do rynku wszystkim jego uczestnikom, w tym między innymi do magazynowania energii, środków po stronie popytu i efektywności energetycznej.**

3a. Jeżeli w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie krajowym stwierdzono istnienie problemu w odniesieniu do jednego z obszarów rynkowych, a w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie europejskim nie stwierdzono problemu w odniesieniu do tego samego obszaru rynkowego, organ odpowiedzialny za ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym konsultuje się z ENTSO energii elektrycznej i zwraca się do Agencji o opinię. W tym zakresie organ odpowiedzialny za ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym w terminie jednego miesiąca od publikacji tej oceny przedkłada ENTSO energii elektrycznej i Agencji sprawozdanie wyjaśniające rozbieżności między tymi dwiema ocenami wystarczalności zasobów. (*ust. 3b został połączony z ust. 3a*) W terminie miesiąca od daty przedłożenia sprawozdania ENTSO energii elektrycznej sporządza własną ocenę tych rozbieżności, a w terminie dwóch miesięcy od daty przedłożenia sprawozdania opinię sporządza Agencja. Zainteresowane państwo członkowskie należycie uwzględni tę ocenę i opinię.

Artykuł 19

Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim

1. Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim obejmuje ogólną zdolność systemu elektroenergetycznego do zaspokajania obecnego i przewidywanego zapotrzebowania na energię elektryczną w **każdym kolejnym roku** w okresie dziesięciu lat od daty tej oceny .
2. Do dnia [*Dz.U.: sześć miesięcy po wejściu niniejszego rozporządzenia w życie*] r. ENTSO energii elektrycznej przedkłada **Grupie Koordynacyjnej ds. Energii Elektrycznej** i Agencji projekt metody oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim opartej na zasadach przewidzianych w ust. 4.

3. Operatorzy systemów przesyłowych przekazują ENTSO energii elektrycznej dane potrzebne jej do przeprowadzania [] oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim. ENTSO energii elektrycznej przeprowadza ocenę co roku. **Jednostki wytwórcze i inni uczestnicy rynku przekazują operatorom systemów przesyłowych dane dotyczące oczekiwanego poziomu wykorzystania zasobów w zakresie wytwarzania, uwzględniając dostępność podstawowych zasobów i odpowiednie scenariusze dotyczące prognozowanego popytu i podaży.**
4. Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim opiera się na metodzie [] **umożliwiającej** przeprowadzenie oceny:
- a) [] na poziomie **każdego odpowiedniego obszaru rynkowego obejmującego** [] przynajmniej wszystkie państwa członkowskie;
- b) **opartej** [] na odpowiednich **centralnych** scenariuszach prognozowanego popytu i podaży, w tym na ocenie ekonomicznej prawdopodobieństwa wycofania z eksploatacji aktywów wytwórczych i wprowadzenia do eksploatacji nowych aktywów wytwórczych oraz środków mających zapewnić osiągnięcie docelowych poziomów efektywności energetycznej i odpowiednich poziomów wrażliwości **dotyczących ekstremalnych zdarzeń meteorologicznych, warunków hydrologicznych, cen hurtowych oraz zmian cen emisji dwutlenku węgla;**
- ba) **odzwierciedlającej sposoby, w jakie różne rodzaje mechanizmów zdolności wytwórczych radzą sobie z problemami z wystarczalnością zasobów;**
- c) odpowiednio uwzględniającej udział wszystkich zasobów – w tym istniejących i przyszłych instalacji wytwórczych, magazynowania energii, odpowiedzi strony popytowej oraz możliwości w zakresie importu i eksportu – w elastycznej pracy systemu;
- d) przewidującej prawdopodobny wpływ środków, o których mowa w art. 18 ust. 3;

- e) uwzględniającej scenariusze pomijające **i, w stosownych przypadkach, uwzględniające** istniejące lub planowane mechanizmy zdolności wytwórczych;
 - f) opierającej się na modelu rynkowym wykorzystującym, w stosownych przypadkach, podejście FBA;
 - g) wykorzystującej wyliczenia probabilistyczne;
 - ga) z zastosowaniem jednolitego narzędzia modelowania, z możliwością zastosowania go do krajowych scenariuszy, wrażliwych punktów i założeń;**
 - h) z zastosowaniem przynajmniej następujących wskaźników, o **których mowa w art. 20:**
 - „oczekiwana ilość niedostarczonej energii” (ang. expected energy not served) oraz
 - „oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej” (ang. loss of load expectation);
 - i) wskazuje źródła ewentualnych problemów z wystarczalnością zasobów, w szczególności gdy źródłem tych problemów są sieci lub ograniczenie zasobów bądź oba te czynniki;
 - j) zapewniającej [] należyte uwzględnienie krajowych [] charakterystyk instalacji wytwórczych, elastyczności popytu i magazynowania, [] dostępności podstawowych zasobów i poziomu wzajemnych połączeń.**
5. Do dnia [Dz.U.: *sześć miesięcy po wejściu niniejszego rozporządzenia w życie*] r. ENTSO energii elektrycznej przedkłada Agencji projekt metody wyliczania:
- a) wartości niedostarczonej energii;

- b) „kosztu kapitałowego nowej instalacji” w odniesieniu do instalacji wytwórczych lub odpowiedzi strony popytowej; oraz
 - c) normy niezawodności, o której mowa w art. 20 [].
6. Projekty, o których mowa w ust. 2 i 5, **dotyczące metod, scenariuszy, poziomów wrażliwości i założeń, na których są oparte**, oraz wyniki oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, o której mowa w ust. 3, są przedmiotem uprzednich konsultacji z państwami członkowskimi, Grupą Koordynacyjną ds. Energii Elektrycznej i zainteresowanymi stronami i podlegają zatwierdzeniu przez Agencję zgodnie z procedurą określoną w art. 22.

Artykuł 19a

Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym

1. Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym opierają się na metodzie, o której mowa w art. 19 ust. 2 w szczegółowych przepisach zawartych w ust. 4 lit. b)–j), choć mogą również zawierać dodatkowe scenariusze, poziomy wrażliwości i założenia uwzględniające uwarunkowania krajowe. W ocenie wystarczalności zasobów na poziomie krajowym korzysta się z tych samych [] narzędzi modelowania, jakie stosuje ENTSO energii elektrycznej do sporządzania oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, a także tych samych danych wejściowych i innych danych, by odzwierciedlić scenariusze krajowe, wrażliwe punkty i założenia. Ponadto w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie krajowym podczas oceny zagranicznego wkładu w bezpieczeństwo dostaw do obszarów rynkowych, których ocena ta dotyczy, stosuje się wartości dla zagranicznych wkładów [] zgodnie z art. 21.
- 1a. Oprócz oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym przeprowadzonej zgodnie z ust. 1 państwa członkowskie mogą przeprowadzić ponowną ocenę z wykorzystaniem innych narzędzi modelowania niż te stosowane przez ENTSO energii elektrycznej na potrzeby oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, spełniając pozostałe wymagania określone w ust. 1.

2. **Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym oraz, w stosownych przypadkach, ocenę wydawaną przez ENTSO energii elektrycznej oraz opinię Agencji zgodnie z art. 18 ust. 3a podaje się do wiadomości publicznej [] .**

Artykuł 20

Norma niezawodności

1. Przy stosowaniu mechanizmów zdolności wytwórczych państwa członkowskie kierują się ustaloną normą niezawodności, która w przejrzysty sposób wskazuje pożądany przez nie poziom bezpieczeństwa dostaw energii.
2. Normę niezawodności określa [] **państwo członkowskie lub właściwy organ wyznaczony przez to państwo członkowskie** w oparciu o metodę, o której mowa w art. 19 ust. 5.
3. Normę niezawodności oblicza się z wykorzystaniem **co najmniej** wartości niedostarczonej energii oraz kosztu kapitałowego nowej instalacji dla danego przedziału czasowego i **wyraża się ją jako „oczekiwaną ilość niedostarczonej energii” oraz „oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej”**.
4. **Przy zastosowaniu mechanizmów zdolności wytwórczych** parametry decydujące o ilości zdolności nabywanych w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych zatwierdza **państwo członkowskie lub właściwy organ wyznaczony przez to państwo członkowskie**. []

Artykuł 21

Transgraniczny udział w mechanizmach zdolności wytwórczych

1. Mechanizmy inne niż rezerwy strategiczne i, **o ile jest to wykonalne, również rezerwy strategiczne**, są otwarte dla bezpośredniego transgranicznego uczestnictwa dostawców zdolności wytwórczych znajdujących się w innym państwie członkowskim [] **zgodnie z przepisami niniejszego artykułu**.

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 [data wejścia w życie] państwa członkowskie mogą zezwolić na bezpośrednie uczestnictwo w tym samym procesie konkurencyjnym połączeń wzajemnych jako zagranicznych zdolności wytwórczych przez okres maksymalnie czterech lat od [wejścia w życie] lub dwóch lat od zatwierdzenia metod, o których mowa w ust. 10 niniejszego artykułu, w zależności od tego, który z tych terminów przypada wcześniej. Państwa członkowskie mogą zastosować do zagranicznych zdolności wytwórczych następujące wymogi:**
- a) **zdolność ta jest umiejscowiona w państwie członkowskim [] z bezpośrednim połączeniem między nim a państwem członkowskim [] stosującym mechanizm;**
 - b) **zdolność ta nie uczestniczy w innym mechanizmie zdolności wytwórczych, dla którego musi być dostępna.**
3. Państwa członkowskie nie ograniczają możliwości udziału zdolności wytwórczych, które znajdują się na ich terytorium, w mechanizmach zdolności wytwórczych innych państw członkowskich.
4. Transgraniczny udział w [] mechanizmach zdolności wytwórczych nie może zmieniać ani modyfikować harmonogramów transgranicznych i fizycznych przepływów między państwami członkowskimi, ani też w inny sposób wpływać na te harmonogramy i przepływy, o których decyduje wyłącznie wynik procesu alokacji zdolności przesyłowych zgodnie z art. 14.
5. Dostawcy zdolności wytwórczych **podlegają opłatom z tytułu niedostępności w przypadku niedostępności. W przypadku gdy dostawcy zdolności wytwórczych [] uczestniczą w więcej niż jednym mechanizmie dla tego samego okresu realizacji, podlegają wielu opłatom z tytułu niedostępności, gdy nie są w stanie spełnić wielu zobowiązań [].**

6. **Gdy stosuje się mechanizmy zdolności wytwórczych, operatorzy systemów przesyłowych [] wyliczają co roku maksymalne wejściowe zdolności wytwórcze dostępne na potrzeby udziału zagranicznych zdolności wytwórczych, z wykorzystaniem metody, o której mowa w ust. 10 lit. a) i z uwzględnieniem zalecanych wartości wyliczonych przez regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa zgodnie z art. 34 lit. q), art. 38 i 39, poziomu fizycznych połączeń wzajemnych między państwami członkowskimi, 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. Wyliczenia wymagane są dla każdej granicy obszaru rynkowego.**
7. Państwa członkowskie zapewniają, aby wejściowe zdolności wytwórcze, o których mowa w ust. 6, przydzielano kwalifikującym się dostawcom zdolności wytwórczych w przejrzysty i niedyskryminujący sposób oparty na zasadach rynkowych.
8. **Jeżeli istnieją mechanizmy zdolności wytwórczych dostępne na potrzeby transgranicznego udziału w dwóch sąsiadujących państwach członkowskich, wszelkie [] dochody powstałe w wyniku alokacji, o której mowa w ust. 7, stanowią korzyść operatorów systemów przesyłowych i są między nich dzielone zgodnie z metodą, o której mowa w ust. 10 lit. b) lub wspólną metodą zatwierdzoną przez obydwa stosowne [] organy regulacyjne. Jeżeli sąsiednie państwo członkowskie nie stosuje mechanizmu zdolności wytwórczych, udział w dochodach musi zostać zatwierdzony przez właściwy organ krajowy państwa członkowskiego stosującego mechanizm zdolności wytwórczych po zasięgnięciu opinii [] organów regulacyjnych sąsiednich państw członkowskich. Operatorzy systemów przesyłowych wykorzystują te przychody do celów określonych w art. 17 ust. 2.**

9. 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 zamierza uczestniczyć, oraz dokonuje rejestracji dostawcy zdolności wytwórczych w rejestrze jako kwalifikującego się dostawcy zdolności wytwórczych;
 - b) przeprowadza [] kontrole dostępności;
 - c) **jest niezwłocznie powiadamiany przez odpowiedniego dostawcę zdolności wytwórczych o jego uczestnictwie w mechanizmie zagranicznych zdolności wytwórczych;**
 - d) **przekazuje operatorowi systemu przesyłowego w państwie członkowskim stosującym mechanizm zdolności wytwórczych informacje otrzymane na mocy ust. 9a–9c.**
10. Do dnia [Dz.U.: *dwanaście miesięcy po wejściu niniejszego rozporządzenia w życie*] r. ENTSO energii elektrycznej przedkłada Agencji:
- a) metodę wyliczania **przez regionalnego koordynatora bezpieczeństwa i operatorów systemów przesyłowych** maksymalnych wejściowych zdolności wytwórczych dostępnych na potrzeby transgranicznego udziału, o których mowa w ust. 6;
 - b) metodę podziału przychodów, o których mowa w ust. 8;
 - c) wspólne zasady przeprowadzania kontroli dostępności, o których mowa w ust. 9 lit. b);
 - d) wspólne zasady określania, kiedy płatność z tytułu niedostępności jest wymagalna;

- e) warunki prowadzenia rejestru, o którym mowa w ust. 9 lit. a);
- f) wspólne zasady identyfikowania zdolności wytwórczych kwalifikujących się do udziału w mechanizmie, o których mowa w ust. 9 lit. a).

Przedłożona propozycja jest przedmiotem uprzednich konsultacji z Agencją i podlega zatwierdzeniu przez Agencję zgodnie z procedurą określoną w art. 22.

- 11. **Odpowiednie krajowe organy regulacyjne weryfikują**, czy zdolności wytwórcze wyliczono zgodnie z metodą, o której mowa w ust. 10 lit. a).
- 12. Organy regulacyjne 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.
- 13. Przydzielone zdolności wytwórcze, o których mowa w ust. 7, mogą być przenoszone na rzecz kwalifikujących się dostawców zdolności wytwórczych. Kwalifikujący się dostawcy zdolności wytwórczych zgłaszają każde przeniesienie do rejestru, o którym mowa w ust. 9 lit. a).

14. Nie później niż [Dz.U.: *dwa lata po wejściu niniejszego rozporządzenia w życie*] ENTSO energii elektrycznej zakłada i prowadzi rejestr, o którym mowa w ust. 9 lit. a). Rejestr ten jest otwarty dla wszystkich kwalifikujących się dostawców zdolności wytwórczych, systemów stosujących wspomniane mechanizmy oraz właściwych dla nich operatorów systemów przesyłowych.

[]

Artykuł 22

Procedura zatwierdzania

1. W przypadku odesłania do niniejszego artykułu przy zatwierdzaniu propozycji przedłożonej przez ENTSO energii elektrycznej stosuje się procedurę określoną w ust. 2–4.
2. Przed przedłożeniem propozycji ENTSO energii elektrycznej przeprowadza konsultacje ze wszystkimi właściwymi zainteresowanymi stronami, [] organami regulacyjnymi oraz innymi organami krajowymi i **naależy uwzględnić wyniki konsultacji**.
3. W terminie trzech miesięcy od daty otrzymania propozycji Agencja dokonuje jej zatwierdzenia lub wprowadza w niej zmiany. W przypadku wprowadzenia zmian Agencja konsultuje się z ENTSO energii elektrycznej przed przyjęciem zmienionej propozycji. Przyjętą propozycję publikuje się na stronie internetowej Agencji nie później niż w terminie trzech miesięcy od daty otrzymania dotyczących jej dokumentów.
4. Agencja może zażądać wprowadzenia zmian w zatwierdzonej propozycji w dowolnym czasie. W terminie sześciu miesięcy od otrzymania żądania ENTSO energii elektrycznej przedkłada Agencji projekt proponowanych zmian. W terminie trzech miesięcy od daty otrzymania tego projektu Agencja wprowadza poprawki do zmian lub je zatwierdza i publikuje projekt na swojej stronie internetowej.

Artykuł 23

Zasady konstrukcji mechanizmów zdolności wytwórczych

1. W celu zaradzenia pozostałym problemom, których nie można wyeliminować za pomocą środków przewidzianych w art. 18 ust. 3, państwa członkowskie mogą wprowadzić mechanizmy zdolności wytwórczych, z zastrzeżeniem przepisów niniejszego artykułu oraz **bez uszczerbku dla** unijnych zasad pomocy państwa **zgodnie z art. 107–109 TFUE**.
2. Jeżeli państwo członkowskie pragnie wdrożyć mechanizm zdolności wytwórczych, konsultuje się w sprawie proponowanego mechanizmu przynajmniej z sąsiadującymi państwami członkowskim, z którymi połączone jest **bezpośrednio** siecią energetyczną, **w oparciu o kompleksowe studium potencjalnych skutków dla tych państw członkowskich**.
- 2a. **Gdy mechanizm zdolności wytwórczych został zaprojektowany jako rezerwa strategiczna, zasobami należącymi do rezerwy strategicznej dysponuje się wyłącznie w przypadku, gdy operatorzy systemów przesyłowych prawdopodobnie [] wyczerpią swoje środki bilansujące, by osiągnąć równowagę między popytem a podażą []. Niniejszy wymóg pozostaje bez uszczerbku dla uruchamiania zasobów przed rzeczywistym rozdysponowaniem w celu przestrzegania ograniczeń rampowania i spełnienia wymogów eksploatacyjnych. W okresach, w których zasoby należące do rezerwy strategicznej zostały rozdysponowane, niezbilansowanie na rynku rozlicza się co najmniej według limitu cenowego zgodnie z art. 9 []. [] Zasoby należące do rezerwy strategicznej **nie otrzymują wynagrodzenia poprzez hurtowe rynki energii elektrycznej ani rynki bilansujące**.**
3. Mechanizmy zdolności wytwórczych:
 - a) nie mogą powodować niepotrzebnych zakłóceń rynku ani ograniczać handlu [] międzyobszarowego;
 - b) są oparte na zasadach rynkowych;

- c) są otwarte na uczestnictwo wszystkich zasobów zdolnych do zapewnienia wymaganych parametrów technicznych w sposób neutralny z punktu widzenia technologii i oparty na sprawiedliwych i przejrzystych zasadach, w tym między innymi na uczestnictwo magazynowania, efektywności energetycznej i odpowiedzi strony popytowej [];
- d) są tymczasowe, ale dozwolone zgodnie z zasadami pomocy państwa, o ile stosowna ocena wystarczalności zasobów wskazuje na problem z wystarczalnością zasobów;
- e) [] nie wykraczają poza to, co jest konieczne, aby zaradzić stwierdzonemu problemowi z wystarczalnością zasobów.

[]

4. **[] Podczas opracowywania mechanizmu zdolności wytwórczych państwa członkowskie stosują następujące wymogi dotyczące limitów emisji CO₂:**

- a) **zdolności wytwórcze emitujące więcej niż 550 g CO₂/kWh lub więcej niż 700 kg CO₂ średnio w skali roku na kW mocy zainstalowanej, co do których ostateczna decyzja inwestycyjna została podjęta po [Dz.U.: wejściu niniejszego rozporządzenia w życie], od dnia 31 grudnia 2025 r. nie będą otrzymywać płatności ani zobowiązań dotyczących przyszłych płatności w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych;**
- b) **zdolności wytwórcze emitujące więcej niż 550 g CO₂/kWh lub więcej niż 700 kg CO₂ średnio w skali roku na kW mocy zainstalowanej, co do których ostateczna decyzja inwestycyjna została podjęta po [Dz.U.: wejściu niniejszego rozporządzenia w życie], od dnia 31 grudnia 2030 r. nie będą otrzymywać płatności ani zobowiązań dotyczących przyszłych płatności w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych, z wyjątkiem umów, których pozostały czas realizacji nie przekracza 5 lat, zawartych przed 31 grudnia 2030 r. Między 31 grudnia 2025 r. a 31 grudnia 2030 r. zdolności wytwórcze otrzymujące wynagrodzenie za uczestnictwo będą redukowane corocznie o 5 %;**

- c) limit emisji wynoszący 550 g CO₂/kWh energii i limit wynoszący 700 kg CO₂ średnio w skali roku na kW mocy zainstalowanej są obliczane na podstawie projektowej efektywności jednostki wytwórczej podanej przez akredytowaną organizację certyfikującą.

[]

- 5a. Podczas projektowania mechanizmów zdolności wytwórczych państwa członkowskie dodają przepis umożliwiający skuteczne stopniowe wycofanie mechanizmu zdolności wytwórczych w ciągu 4 lat w przypadku, gdy [] nie występuje już problem z wystarczalnością zasobów. To stopniowe wycofanie może oznaczać administracyjną likwidację mechanizmu, po jej zapowiedzeniu z rozsądnym wyprzedzeniem, lub wprowadzenie do projektowanego mechanizmu przepisów prowadzących do zawieszenia powiązanych zachęt gospodarczych, gdy nie występuje problem z wystarczalnością zasobów.

Artykuł 24

Istniejące mechanizmy

1. Państwa członkowskie stosujące mechanizmy zdolności wytwórczych w dniu [Dz.U.: wejścia niniejszego rozporządzenia w życie] r. dostosowują swoje mechanizmy w celu spełnienia wymogów art. 18, 21 i 23 niniejszego rozporządzenia [] **bez uszczerbku dla zobowiązań lub umów zawartych przed tym terminem oraz bez uszczerbku dla unijnych zasad pomocy państwa zgodnie z art. 107–109 TFUE, w tym decyzji o pomocy państwa podjętych przed tym terminem.**

Rozdział V

Praca systemu przesyłowego

Artykuł 25

Europejska sieć operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej

1. Operatorzy systemów przesyłowych współpracują na poziomie Unii poprzez ENTSO energii elektrycznej, aby wspierać dokończenie budowy i funkcjonowanie wewnętrznego rynku energii elektrycznej i [] **międzyobszarowy** handel energią 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 [] postępuje w sposób niezależny od interesów krajowych poszczególnych państw lub interesów krajowych operatorów systemów przesyłowych, a także przyczynia się do efektywnego i trwałego osiągnięcia celów określonych w ramach polityki klimatyczno-energetycznej obejmujących lata 2020–2030, w szczególności poprzez przyczynianie się do efektywnej integracji energii elektrycznej wywarzanej z odnawialnych źródeł energii oraz do podnoszenia poziomu efektywności energetycznej **przy utrzymaniu bezpieczeństwa systemu**.

Artykuł 26

Ustanowienie ENTSO energii elektrycznej

1. Operatorzy systemów przesyłowych energii elektrycznej przedkładają Komisji i Agencji projekt statutu, wykaz członków oraz projekt regulaminu wewnętrznego — w tym również regulaminu procedur konsultacji z innymi zainteresowanymi stronami — dla ENTSO energii elektrycznej, która ma zostać ustanowiona.
2. Po przeprowadzeniu formalnych konsultacji z podmiotami reprezentującymi wszystkie zainteresowane strony, w szczególności użytkowników systemu, w tym również odbiorców, Agencja przedstawia Komisji opinię o projekcie statutu, wykazie członków i projekcie regulaminu w terminie dwóch miesięcy od dnia ich otrzymania.
3. Komisja wydaje opinię w sprawie projektu statutu, wykazu członków i projektu regulaminu wewnętrznego, uwzględniając opinię Agencji przewidzianą w ust. 2, w terminie trzech miesięcy od dnia otrzymania opinii Agencji.
4. W terminie trzech miesięcy od dnia otrzymania pozytywnej opinii Komisji operatorzy systemów przesyłowych ustanawiają ENTSO energii elektrycznej oraz przyjmują i publikują jej statut i regulamin wewnętrzny.
5. Dokumenty, o których mowa w ust. 1, przedkłada się Komisji i Agencji w przypadku ich zmiany lub na uzasadniony wniosek Komisji lub Agencji. Agencja i Komisja wydają opinię zgodnie z ust. 2–4.

Artykuł 27

Zadania ENTSO energii elektrycznej

1. ENTSO energii elektrycznej:
 - a) opracowuje kodeksy sieci w obszarach, o których mowa w art. 55 ust. 1, mając na uwadze osiągnięcie celów określonych w art. 25;
 - b) przyjmuje i publikuje niewiążący dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym („plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym”) co dwa lata;
 - c) przygotowuje i przyjmuje propozycje dotyczące oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim na podstawie art. 19 ust. 2, 3 i 5 oraz propozycje specyfikacji technicznych dotyczących transgranicznego udziału w mechanizmach zdolności wytwórczych na podstawie art. 21 ust. 10;
 - d) przyjmuje i publikuje 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 **koordynatorami bezpieczeństwa**;
 - f) przyjmuje propozycję określającą [] region **pracy systemu zgodnie z przepisami art. 33**;
 - fa) **współpracuje z operatorami systemów dystrybucyjnych i organizacją OSD UE**;
 - fb) **promuje cyfryzację sieci przesyłowych, w tym wprowadzenie inteligentnych sieci i inteligentnych systemów pomiarowych**;

[]

- g) 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, a także wprowadza te plany w życie za pomocą efektywnego programu badawczego. Narzędzia te muszą określać 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 wszelkim podmiotom należycie upoważnionym do wspierania ich we wprowadzaniu koordynacji operacyjnej, a także Agencji; oraz
 - (iv) że każdy operator systemu przesyłowego wyznacza punkt kontaktowy odpowiedzialny za udzielanie odpowiedzi na pytania dotyczące tych informacji, kierowane przez innych operatorów systemów przesyłowych lub jakikolwiek należycie upoważniony podmiot, o którym mowa w ppkt (iii), lub przez Agencję;
- h) przyjmuje roczny program prac;
- i) przyjmuje sprawozdanie roczne;
- j) przeprowadza i przyjmuje sezonowe prognozy wystarczalności na podstawie art. 9 ust. 2 [rozporządzenie o gotowości na wypadek zagrożeń zaproponowane w COM(2016) 862].

2. ENTSO energii elektrycznej składa Agencji sprawozdanie na temat stwierdzonych niedociągnięć w zakresie tworzenia i skuteczności działania regionalnych [] **koordynatorów bezpieczeństwa.**
3. ENTSO energii elektrycznej publikuje protokoły swojego zgromadzenia oraz protokoły posiedzeń zarządu i komisji, a także regularnie przekazuje do wiadomości publicznej informacje na temat podejmowanych decyzji i swojej działalności.
4. Roczny program prac, o którym mowa w ust. 1 lit. h) zawiera wykaz i opis kodeksów sieci, które mają zostać opracowane, plan koordynacji eksploatacji sieci oraz działania w zakresie badań i rozwoju, które mają zostać zrealizowane w danym roku, jak również orientacyjny harmonogram.
5. ENTSO energii elektrycznej udostępnia wszystkie informacje wymagane przez Agencję w celu wykonywania jej zadań zgodnie z art. 29 ust.1. Operatorzy systemów przesyłowych udostępniają wszystkie informacje, których ENTSO energii elektrycznej potrzebuje, aby wykonywać swoje zadania, o których mowa w zdaniu pierwszym.
6. Na wniosek Komisji ENTSO energii elektrycznej przekazuje Komisji swoje uwagi w sprawie przyjęcia wytycznych, jak określono w art. 57.

Artykuł 28

Konsultacje

1. Przygotowując propozycje stosownie do zadań, o których mowa w art. 27 ust. 1, ENTSO energii elektrycznej prowadzi zakrojone na szeroką skalę konsultacje, na wczesnym etapie oraz w sposób otwarty i przejrzysty, z udziałem wszystkich właściwych zainteresowanych stron, oraz — w szczególności — organizacji reprezentujących wszystkie zainteresowane strony, zgodnie z regulaminem wewnętrznym, o którym mowa w art. 26. 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 wniosków wszystkich właściwych stron na etapie 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 na podstawie art. 27 ust. 1 ENTSO energii elektrycznej informuje, w jaki sposób uwagi otrzymane podczas konsultacji zostały uwzględnione. Podaje również uzasadnienie, w przypadku gdy uwag nie uwzględniono.

Artykuł 29

Monitorowanie prowadzone przez Agencję

1. Agencja monitoruje wykonywanie zadań ENTSO energii elektrycznej, o których mowa w art. 27 ust. 1, 2 i 3, oraz składa sprawozdania Komisji.

Agencja monitoruje wdrażanie przez ENTSO energii elektrycznej kodeksów sieci opracowanych zgodnie z art. 55 ust. 14. W przypadku gdy ENTSO energii elektrycznej nie wdroży takich kodeksów sieci, Agencja zwraca się do niej z wnioskiem o należycie uzasadnione wyjaśnienie takiego stanu rzeczy. Agencja informuje Komisję o tym wyjaśnieniu i wydaje na jego temat opinię.

Agencja monitoruje i analizuje wdrażanie kodeksów sieci i wytycznych przyjętych przez Komisję, zgodnie z art. 54 ust. 1, oraz ich wpływ na harmonizację stosownych zasad, mających na celu ułatwienie integracji rynku, jak również niedyskryminację, skuteczną konkurencję oraz sprawne funkcjonowanie rynku, oraz składa sprawozdania Komisji.

2. ENTSO energii elektrycznej przedkłada Agencji 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. 27 ust. 1.

W terminie dwóch miesięcy od dnia otrzymania projektów Agencja przedstawia ENTSO energii elektrycznej i Komisji należycie uzasadnioną opinię oraz zalecenia, w przypadku gdy 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.

Artykuł 30

Koszty

Koszty związane z działalnością ENTSO energii elektrycznej, o której mowa w art. 25–29 i 54–57 niniejszego rozporządzenia oraz w art. 11 rozporządzenia (UE) nr 347/2013, 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 31

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. 27 ust. 1, 2 i 3. W szczególności publikują oni 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 rozwiązania rynkowe, w należyty sposób uwzględniając specyficzne zalety aukcji typu implicit dla alokacji krótkoterminowych oraz integracji mechanizmów bilansowania i mocy rezerwowej.

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 uprawnione jest do promowania współpracy w więcej niż jednym obszarze geograficznym. Komisja jest uprawniona do przyjęcia aktów [] **wykonawczych** zgodnie z art. [] **62 ust. 2**, dotyczących obszaru geograficznego objętego zasięgiem działania każdej struktury współpracy regionalnej. **Decyzje i uprawnienia, o których mowa w niniejszym ustępie, pozostają bez uszczerbku dla art. 33 i podlegają konsultacjom.** W tym celu Komisja konsultuje się z Agencją oraz z ENTSO energii elektrycznej.

Artykuł 32

Utworzenie i misja regionalnych [] koordynatorów bezpieczeństwa

1. Do dnia [Dz.U.: *dwanaście miesięcy po wejściu w życie*] r. wszyscy operatorzy systemów przesyłowych w **regionie pracy systemu [] przedstawiają propozycję dotyczącą [] wzmocnienia regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa utworzonych zgodnie z wytycznymi dotyczącymi pracy systemu przesyłowego przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009 odpowiednim organom regulacyjnym do zatwierdzenia.**

Propozycja ta musi [] zawierać następujące elementy []:

- a) **uczestniczące państwa członkowskie i operatorzy systemów przesyłowych;**
- b) **rozwiązania organizacyjne, finansowe i operacyjne, aby zapewnić efektywną, bezpieczną i niezawodną eksploatację wzajemnie połączonych systemów przesyłowych;**

- c) **plan wdrażania dotyczący uruchomienia regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa;**
- d) **statut i regulamin wewnętrzny regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa;**
- e) **opis wspólnych procesów zgodnie z art. 35;**
- f) **opis uzgodnień dotyczących zakresu odpowiedzialności regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa zgodnie z art. 44.**

2. **Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa mają siedzibę w regionie pracy systemu, w którym wykonują swoje zadania, i przyjmują formę prawną, o której mowa w załączniku II do dyrektywy (UE) 2017/1132 Parlamentu Europejskiego i Rady¹⁵.**
3. **Operatorzy systemów przesyłowych ponoszą odpowiedzialność za zarządzanie przepływami energii elektrycznej i zapewniają efektywny, bezpieczny i niezawodny system elektroenergetyczny zgodnie z art. 40 [wersja przekształcona dyrektywy 2009/72/WE zaproponowana w COM(2016) 864/2] i ustawodawstwem krajowym. Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa uzupełniają rolę, jaką pełnią operatorzy systemów przesyłowych, poprzez wykonywanie zadań o znaczeniu regionalnym powierzonych im zgodnie z art. 34.**
- 4a. **Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa podejmują nowe zadania określone w art. 34 ust. 1 do dnia 1 stycznia 2025 r. Wszystkie państwa członkowskie z tego samego regionu pracy systemu mogą wspólnie zdecydować o wcześniejszym uruchomieniu odnośnego regionalnego koordynatora bezpieczeństwa [+].**

¹⁵ **Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1132 z dnia 14 czerwca 2017 r. w sprawie niektórych aspektów prawa spółek (Dz.U. 169 z 30.6.2017, s. 46).**

Artykuł 33

Zakres geograficzny działalności regionalnych [] koordynatorów bezpieczeństwa

- 0a.** Do celów niniejszego rozporządzenia obszary geograficzne obsługiwane przez każdego z operatorów systemów przesyłowych podlegających temu samemu regionalnemu koordynatorowi bezpieczeństwa ustanowionemu zgodnie z [] wytycznymi dotyczącymi pracy systemu przesyłowego przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009 określa się jako regiony pracy systemu.
- 0b.** Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa mogą zajmować się obszarami geograficznymi większymi lub mniejszymi niż obszary już ustalone zgodnie z [] wytycznymi dotyczącymi pracy systemu przesyłowego przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009. W takim przypadku odnośni operatorzy systemów przesyłowych przedkładają Agencji propozycję określającą regiony pracy systemu podlegające danemu regionalnemu koordynatorowi bezpieczeństwa.
1. Do dnia [Dz.U.: sześć miesięcy po wejściu niniejszego rozporządzenia w życie] r. ENTSO energii elektrycznej przedkłada Agencji propozycję określającą, **którzy operatorzy systemów przesyłowych, które obszary rynkowe, granice obszaru rynkowego, regiony wyznaczania zdolności przesyłowych i regiony koordynacji przerw w dostawie energii elektrycznej podlegają poszczególnym regionom pracy systemu.**
- 1a.** Gdy jedno państwo członkowskie wchodzi w skład kilku różnych obszarów synchronicznych, operator systemu przesyłowego może podlegać koordynacji ze strony dwóch regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa. Jeżeli chodzi o granice obszaru rynkowego przylegające do regionów pracy systemu, w propozycji, o której mowa w ust. 1, należy określić sposób koordynacji działań pomiędzy regionalnymi koordynatorami bezpieczeństwa w odniesieniu do tych granic.
- 1b.** Każdy z regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa wykonuje zadania wymienione w art. 34 ust. 1 w odniesieniu do operatorów systemów przesyłowych w regionie pracy systemu, w którym ma swoją siedzibę. []

[]

2. W terminie trzech miesięcy od daty otrzymania propozycji, o której mowa w ust. 1, Agencja zatwierdza propozycję określającą regiony pracy systemu lub proponuje zmiany. W przypadku zaproponowania zmian Agencja konsultuje się z ENTSO energii elektrycznej przed ich przyjęciem. Przyjętą propozycję publikuje się na stronie internetowej Agencji.

Artykuł 34

Zadania regionalnych [] koordynatorów bezpieczeństwa

1. [] **Każdy regionalny koordynator bezpieczeństwa** wykonuje [] poniższe zadania o [] **regionalnym znaczeniu dla operatorów systemów przesyłowych** w regionie pracy systemu, [] które bardziej szczegółowo określono w załączniku I:
- a) skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych **zgodnie z metodami opracowanymi na podstawie [] wytycznych dotyczących alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętych na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009;**
 - b) skoordynowana analiza bezpieczeństwa **zgodnie z metodami opracowanymi na podstawie [] wytycznych dotyczących pracy systemu przesyłowego przyjętych na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009;**
 - c) tworzenie wspólnych modeli [] **sieci zgodnie z metodami opracowanymi na podstawie [] wytycznych dotyczących pracy systemu przesyłowego przyjętych na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009;**
 - d) **wsparcie oceny [] spójności planów obrony przed zagrożeniami oraz planów odbudowy systemu zgodnie z procedurą określoną w [] kodeksie sieci dotyczącym stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych przyjętym na podstawie art. 6 rozporządzenia 714/2009;**

da) prognozy wystarczalności systemu na poziomie regionalnym sporządzane w przedziałach czasowych od następnego tygodnia do następnego dnia [] oraz [] ocena działań ograniczających ryzyko zgodnie z procedurami określonymi w [] wytycznych dotyczących pracy systemu przesyłowego przyjętych na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009;

db) regionalna koordynacja planowania przerw w dostawie energii elektrycznej zgodnie z procedurami określonymi w [] wytycznych dotyczących pracy systemu przesyłowego przyjętych na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009;

[]

dd) szkolenia i certyfikacja personelu pracującego dla regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa [+];

[]

e) wsparcie [] koordynacji i optymalizacji procesu odbudowy systemu na poziomie regionalnym na wniosek operatora systemu przesyłowego;

f) analiza i sprawozdawczość poeksploatacyjna i pozakłóceniowa;

[]

[]

[]

[]

[]

[]

- m) ustalanie regionalnych scenariuszy kryzysu jeżeli – oraz w zakresie, w jakim – są wymagane na podstawie art. 6 ust. 1 [rozporządzenie o gotowości na wypadek zagrożeń zaproponowane w COM(2016) 862];
- n) przygotowanie i przeprowadzanie rocznych symulacji kryzysu we współpracy z właściwymi organami zgodnie z art. 12 ust. 3 [rozporządzenie o gotowości na wypadek zagrożeń zaproponowane w COM(2016) 862];

[]

- p) zadania związane z sezonowymi prognozami wystarczalności, jeżeli – oraz w zakresie, w jakim – są wymagane na podstawie art. 9 ust. [] 3 [rozporządzenie o gotowości na wypadek zagrożeń zaproponowane w COM(2016) 862];

[]

- q) wyliczanie **wartości** maksymalnych wejściowych zdolności wytwórczych dostępnych na potrzeby udziału zagranicznych zdolności wytwórczych w mechanizmach zdolności wytwórczych w **celu wydania zalecenia zgodnie z art. 21 ust. 6 []**.

2. []

Po przedłożeniu wspólnej propozycji przez organy regulacyjne i po przeprowadzeniu konsultacji z operatorami systemów przesyłowych oraz z regionalnymi koordynatorami bezpieczeństwa państwa członkowskie wchodzące w skład danego regionu pracy systemu mogą wspólnie zdecydować o ustanowieniu dodatkowych zadań doradczych w zakresie koordynacji, na podstawie których regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa wydadzą zalecenia zgodnie z art. 38. W takim przypadku regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa wykonują te zadania, stosując metody opracowane przez operatorów systemów przesyłowych i uzgodnione przez stosowne organy regulacyjne.

3. Operatorzy systemów przesyłowych przekazują swojemu regionalnemu [] koordynatorowi bezpieczeństwa informacje, których on [] potrzebuje, aby wykonywać swoje [] zadania.

4. [] Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa przekazują operatorom systemów przesyłowych z tego samego regionu pracy systemu wszelkie informacje niezbędne do wykonania [] skoordynowanych działań i zaleceń proponowanych przez [] regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa.

Artykuł 35

Współpraca w ramach regionalnych [] koordynatorów bezpieczeństwa i pomiędzy nimi

1. Bieżącą [] koordynacją działań w ramach regionalnych [] koordynatorów bezpieczeństwa i pomiędzy nimi zarządza się w drodze wspólnego procesu [] w oparciu o:

a) ustalenia dotyczące organizacji pracy regulujące aspekty planistyczne i operacyjne [] istotne dla zadań, o których mowa w art. 34 ust. 1;

- b) **procedurę udostępniania analiz i konsultowania propozycji regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa** z operatorami systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu w ramach wykonywania przez centrum swoich czynności i zadań operacyjnych, zgodnie z art. 37, **oraz z innymi regionalnymi koordynatorami bezpieczeństwa;**
- c) procedurę przyjmowania **skoordynowanych działań** i zaleceń, zgodnie z art. 38;
- d) procedurę przeglądu **skoordynowanych działań** i zaleceń **wydanych przez regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa,** zgodnie z art. 39.

Artykuł 36

Ustalenia dotyczące organizacji pracy

1. **Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa** opracowują ustalenia dotyczące organizacji pracy regulujące aspekty planistyczne i operacyjne związane z wykonywanymi **zadaniami**, uwzględniając w szczególności specyfikę tych **zadań** oraz związane z nimi wymogi, jak określono w załączniku I. **Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa opracowują również procedurę przeglądu tych ustaleń.**
2. **Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa** zapewniają, aby ustalenia dotyczące organizacji pracy zawierały zasady powiadamiania zainteresowanych stron.

Artykuł 37

Procedura konsultacji

1. **Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa** opracowują procedurę przewidującą organizowanie – w ramach wykonywania ich bieżących czynności i zadań operacyjnych – odpowiednich i regularnych konsultacji z operatorami systemów przesyłowych w **danym regionie pracy systemu**, **innymi regionalnymi koordynatorami bezpieczeństwa** i właściwymi zainteresowanymi stronami. Aby zapewnić możliwość rozpatrywania kwestii regulacyjnych, w razie potrzeby udział w konsultacjach biorą organy regulacyjne.
2. **W razie potrzeby regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa mogą konsultować się z państwami członkowskimi** **wchodzącymi w skład regionu pracy systemu oraz, w stosownych przypadkach, z forami regionalnymi w sprawach o znaczeniu politycznym, innych niż bieżąca działalność regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa i** **realizowanie przez nich zadań. Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa należycie uwzględniają zalecenia wydawane przez państwa członkowskie oraz, w stosownych przypadkach, przez fora regionalne.**

Artykuł 38

[] Skoordynowane działania i zalecenia

1. **Operatorzy systemów przesyłowych w danym regionie pracy systemu** opracowują procedurę przyjmowania **skoordynowanych działań i zaleceń przedstawionych przez regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa zgodnie z kryteriami określonymi w ust. 2–4.**

2. **Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa określają skoordynowane działania skierowane do operatorów systemów przesyłowych w odniesieniu do zadań, o których mowa w art. 34 ust. 1 lit. a) i b) . Operatorzy systemów przesyłowych **mogą podjąć decyzję o niewykonaniu skoordynowanych działań wydanych przez regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa, jeśli wykonanie tych skoordynowanych działań skutkowałoby naruszeniem warunków bezpiecznej pracy systemu zdefiniowanych przez poszczególnych operatorów systemów przesyłowych zgodnie z wytycznymi dotyczącymi pracy systemu przesyłowego przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009 .****
- 2a. **Jeżeli w wyniku przeglądu rozpoczętego zgodnie z art. 39 operator systemu przesyłowego decyduje się nie wykonywać skoordynowanego działania z przyczyn określonych w ust. 2, niezwłocznie w sposób przejrzysty zdaje sprawę ze szczegółowych przyczyn regionalnemu koordynatorowi bezpieczeństwa i operatorom systemów przesyłowych w danym regionie pracy systemu . W takich przypadkach regionalny koordynator bezpieczeństwa ocenia wpływ na innych operatorów systemów przesyłowych z regionu pracy systemu i może zaproponować inny zestaw skoordynowanych działań objęty procedurą określoną w ust. 2.**
3. **Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa przyjmują zalecenia skierowane do operatorów systemów przesyłowych w odniesieniu do zadań, o których mowa w art. 34 ust. 1 z wyjątkiem zadań ujętych w ust. 2 niniejszego artykułu.**
4. **Po przedłożeniu propozycji przez organ regulacyjny i po przeprowadzeniu konsultacji z operatorami systemów przesyłowych oraz z regionalnymi koordynatorami bezpieczeństwa państwa członkowskie wchodzące w skład danego regionu pracy systemu mogą wspólnie zdecydować o przyznaniu regionalnym koordynatorom bezpieczeństwa kompetencji w zakresie skoordynowanych działań lub uprawnień do wydawania wiążących decyzji w odniesieniu do jednego lub kilku zadań, o których mowa w art. 34 ust. 1 .**

Artykuł 39

Weryfikacja skoordynowanych działań i zaleceń

1. **Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa** opracowują procedurę weryfikacji **skoordynowanych działań i zaleceń w odniesieniu do zadań określonych w art. 34.**
2. Procedurę tę uruchamia się na wniosek jednego operatora systemu przesyłowego lub większej liczby tych operatorów z regionu pracy systemu. Po przeprowadzeniu weryfikacji **skoordynowanego działania** lub zalecenia **regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa** potwierdzają lub zmieniają dany środek.
3. Jeżeli przedmiotem weryfikacji jest **skoordynowane działanie przyjęte** na podstawie art. 38 ust. 2, wniosek o przeprowadzenie weryfikacji nie wstrzymuje **skoordynowanego działania**, chyba że **wykonanie skoordynowanych działań skutkowałoby naruszeniem warunków bezpiecznej pracy systemu zdefiniowanych przez poszczególnych operatorów systemów przesyłowych zgodnie z wytycznymi dotyczącymi pracy systemu przesyłowego przyjętymi na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009 .**
4. Jeżeli **w wyniku weryfikacji zalecenia** na podstawie art. 38 **ust. 3** operator systemu przesyłowego postanowi nie stosować się do zalecenia, operator ten przedstawia uzasadnienie regionalnemu **koordynatorowi bezpieczeństwa** oraz pozostałym operatorom systemów przesyłowych z regionu pracy systemu.

Artykuł 40

Zarząd regionalnych [] koordynatorów bezpieczeństwa

1. W celu przyjmowania środków dotyczących zarządzania regionalnymi [] **koordynatorami bezpieczeństwa** oraz monitorowania skuteczności ich działania regionalne centra operacyjne powołują zarząd.
2. W skład zarządu wchodzi członkowie reprezentujący operatorów systemów przesyłowych [].
3. Zarząd odpowiada za:
 - a) przygotowanie i zatwierdzenie statutu i regulaminu wewnętrznego [] **regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa**;
 - b) podjęcie decyzji w sprawie struktury organizacyjnej i wdrożenie tej struktury;
 - c) przygotowanie i zatwierdzenie budżetu rocznego;
 - d) opracowywanie i zatwierdzanie wspólnych procesów [] zgodnie z art. 35.
4. Do kompetencji zarządu nie należą kwestie związane z bieżącą działalnością [] **regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa** i wykonywaniem ich **zadań** [].

Artykuł 41

Struktura organizacyjna

1. **Operatorzy systemów przesyłowych określają stosowne ustalenia, tak by regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa zarządzali swoją organizacją** w oparciu o strukturę, która wspiera bezpieczeństwo ich **zadań**.
Ich struktura organizacyjna określa:
 - a) zakres uprawnień, czynności i obowiązków kadry kierowniczej;
 - b) stosunki i zależności służbowe między poszczególnymi częściami i procesami organizacji.
2. **Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa** mogą tworzyć regionalne biura, aby uwzględnić specyfikę **na poziomie niższym od regionalnego**, lub zapasowe centra operacyjne w celu wydajnego i niezawodnego wykonywania swoich **zadań**.

Artykuł 42

Wyposażenie i personel

Regionalnym koordynatorom bezpieczeństwa zapewnia się wszelkie zasoby ludzkie, techniczne, fizyczne i finansowe, które są im niezbędne do wypełniania obowiązków nałożonych na nie na podstawie niniejszego rozporządzenia i wykonywania ich **zadań**.

Artykuł 43

Monitorowanie i sprawozdawczość

1. **Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa** ustanawiają proces ciągłego monitorowania przynajmniej:
 - a) ich operacyjnej skuteczność działania;
 - b) wydanych **skoordynowanych działań** i zaleceń, **stopnia wykonania skoordynowanych działań i zaleceń przez operatorów systemów przesyłowych** oraz osiągniętych za ich pomocą rezultatów;
 - c) skuteczności i efektywności każdego z **zadań**, za które są odpowiedzialni.
2. **Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa** przekazują przynajmniej raz w roku Agencji, organom regulacyjnym i **operatorom systemów przesyłowych** właściwym dla danego regionu pracy systemu dane pochodzące z ich procesu ciągłego monitorowania.
3. **Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa** określają swoje koszty w przejrzysty sposób oraz składają Agencji i organom regulacyjnym właściwym dla danego regionu pracy systemu sprawozdanie na ich temat.
4. **Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa** składają roczne sprawozdanie z wyników swojej działalności ENTSO energii elektrycznej, Agencji, organom regulacyjnym właściwym dla danego regionu pracy systemu oraz Grupie Koordynacyjnej ds. Energii Elektrycznej utworzonej na podstawie art. 1 decyzji Komisji 2012/C 353/02¹⁶.

¹⁶ Decyzja Komisji z dnia 15 listopada 2012 r. ustanawiająca Grupę Koordynacyjną ds. Energii Elektrycznej (Dz.U. C 353 z 17.11.2012, s. 2).

5. **Regionalni koordynatorzy bezpieczeństwa** zgłaszają uchybienia stwierdzone w ramach procesu monitorowania, o którym mowa w ust. 1, ENTSO energii elektrycznej, organom regulacyjnym właściwym dla danego regionu , Agencji oraz właściwym organom państw członkowskich odpowiedzialnym za zapobieganie sytuacjom kryzysowym i zarządzanie nimi. **W wyniku tego zgłoszenia organy regulacyjne danego regionu mogą zaproponować regionalnym koordynatorom bezpieczeństwa środki służące usunięciu tych niedociągnięć.**

Artykuł 44

Odpowiedzialność

We wniosku dotyczącym ustanowienia regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa zgodnym z art. 32 operatorzy systemów przesyłowych w danym regionie pracy systemu podejmują niezbędne kroki, aby zapewnić sobie ochronę przed odpowiedzialnością związaną z wykonywaniem swoich zadań. Metoda zastosowana w celu zapewnienia ochrony uwzględnia status prawny regionalnego **koordynatora bezpieczeństwa** oraz poziom dostępnej komercyjnej ochrony ubezpieczeniowej.

Artykuł 45

Dziesięcioletni plan rozwoju sieci

1. Plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym, o którym mowa w art. 27 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. 12 ust. 1, oraz – w stosownych przypadkach – unijnych aspektów planowania sieci określonych w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013¹⁷; 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 [wersja przekształcona dyrektywy 2009/72/WE zaproponowana w COM(2016) 864/2]; oraz
- c) identyfikuje luki inwestycyjne, zwłaszcza w odniesieniu do zdolności transgranicznych.

W odniesieniu do 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. Agencja wydaje opinię w sprawie krajowych dziesięcioletnich planów rozwoju sieci, aby ocenić ich spójność z dziesięcioletnim planem rozwoju sieci o zasięgu unijnym. W przypadku stwierdzenia przez Agencję niespójności między krajowym dziesięcioletnim planem rozwoju sieci a dziesięcioletnim planem rozwoju sieci o zasięgu unijnym, Agencja 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 [wersja przekształcona dyrektywy 2009/72/WE zaproponowana w COM(2016) 864/2], Agencja zaleca właściwemu krajowemu organowi regulacyjnemu zmianę krajowego dziesięcioletniego planu rozwoju sieci zgodnie z art. 51 ust. 7 tej dyrektywy oraz informuje o tym Komisję.

¹⁷ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej (Dz.U. L 115 z 25.4.2013, s. 39).

Artykuł 46

Mechanizm rozliczeń 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 operatorów systemów, w których te przepływy się kończą.
3. Rekompensaty wypłacane są regularnie w odniesieniu do danego minionego okresu. Korekty ex post wypłaconych rekompensat są dokonywane w miarę potrzeb dla uwzględnienia rzeczywiście poniesionych kosztów.

Pierwszy okres, za który mają zostać wypłacone rekompensaty, określony jest w wytycznych, o których mowa w art. 57.

4. Komisja przyjmuje akty delegowane zgodnie z art. 63 dotyczące wysokości 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, są ustalane 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 i właściwej części kosztów istniejącej infrastruktury, w zakresie w jakim ta infrastruktura jest wykorzystywana do przesyłania przepływów transgranicznych, w szczególności z uwzględnieniem konieczności zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw. Określając poniesione koszty, należy stosować uznane standardowe metody ustalania kosztów. Korzyści powstające w sieci z tytułu przyjmowania przepływów transgranicznych brane są pod uwagę jako czynnik zmniejszający otrzymywaną rekompensatę.
7. Do celów wyłącznie mechanizmu rozliczeń międzyoperatorskich, w przypadku gdy sieci przesyłowe dwóch lub większej liczby państw członkowskich wchodzi w skład jednego bloku regulacyjnego — całkowicie lub częściowo — cały taki blok regulacyjny uznawany jest wówczas za stanowiący część sieci przesyłowej jednego z państw członkowskich, których to dotyczy, w celu uniknięcia, aby przepływy w obrębie bloków regulacyjnych uznawane były za przepływy transgraniczne na mocy art. 2 ust. 2 lit. b) oraz aby nie stwarzały podstawy do rekompensat na mocy ust. 1 niniejszego artykułu. Organy regulacyjne państw członkowskich, których to dotyczy, mogą podjąć decyzję w którym państwie członkowskim blok regulacyjny jako całość ma być uznawany za część systemu przesyłowego.

Artykuł 47

Dostarczanie informacji

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

2. Standardy bezpieczeństwa, eksploatacji i planowania stosowane przez operatorów systemów przesyłowych podawane są do wiadomości publicznej. Opublikowane informacje zawierają ogólny system obliczania całkowitej zdolności przesyłowej i rezerwy niezawodności systemu przesyłowego oparty na elektrycznych i fizycznych parametrach sieci. Takie systemy wymagają zatwierdzenia 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 następny tydzień i na następny 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, a także dotyczące energii bilansującej i zdolności rezerwowej. W odniesieniu do dostępności i rzeczywistego wykorzystania małych jednostek służących wytwarzaniu i dystrybucji można wykorzystać zbiorcze dane szacunkowe.
5. Zainteresowani uczestnicy rynku przekazują operatorom systemów przesyłowych stosowne dane.
6. Przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną, które są właścicielami aktywów wytwórczych lub eksploatują aktywa wytwórcze, z których przynajmniej jeden składnik aktywów wytwórczych ma moc zainstalowaną nie niższą niż 250 MW, bądź które posiadają portfel obejmujący aktywa wytwórcze o mocy nie niższej niż 400 MW, przechowują do dyspozycji krajowego organu regulacyjnego, krajowego organu ochrony konkurencji i 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 mocach 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 odpowiednio dokładnych danych na temat sieci i przepływu obciążenia, które umożliwiają każdemu operatorowi systemu przesyłowego wyliczanie przepływu obciążenia na właściwym dla niego 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 z poufnością oraz zapewniają poufne traktowanie tego zbioru danych przez wszystkich konsultantów prowadzących prace analityczne na ich zlecenie w oparciu o te dane.

Artykuł 48

Certyfikacja operatorów systemów przesyłowych

1. Komisja bada wszelkie zgłoszenia decyzji w sprawie certyfikacji operatora systemu przesyłowego zgodnie z art. 52 ust. 6 [wersja przekształcona dyrektywy 2009/72/WE zaproponowana w COM(2016) 864/2] niezwłocznie po ich otrzymaniu. W terminie dwóch miesięcy od dnia otrzymania zgłoszenia Komisja przekazuje właściwemu krajowemu organowi regulacyjnemu swoją opinię dotyczącą zgodności z art. 52 ust. 2 lub art. 53 oraz art. 43 [wersja przekształcona dyrektywy 2009/72/WE zaproponowana w COM(2016) 864/2].

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

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

2. W terminie dwóch miesięcy od otrzymania opinii Komisji krajowy organ regulacyjny przyjmuje ostateczną decyzję w sprawie certyfikacji operatora systemu przesyłowego, uwzględniając w najwyższym stopniu tę opinię. Decyzja organu regulacyjnego zostaje opublikowana wraz z opinią Komisji.
3. Organy regulacyjne lub Komisja mogą w każdej chwili w czasie trwania procedury zwrócić się do operatora systemu przesyłowego lub przedsiębiorstwa prowadzącego jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw o dostarczenie wszelkich informacji istotnych z punktu widzenia wypełniania ich zadań zgodnie z niniejszym artykułem.
4. Organy regulacyjne oraz Komisja zachowują poufność informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie.
5. W przypadku gdy Komisja otrzymała zgłoszenie w sprawie certyfikacji operatora systemu przesyłowego zgodnie z art. 43 ust. 9 [wersja przekształcona dyrektywy 2009/72/WE zaproponowana w COM(2016) 864/2], podejmuje ona decyzję w sprawie certyfikacji. Organ regulacyjny stosuje się do decyzji Komisji.

Rozdział VI

Praca systemu dystrybucyjnego

Artykuł 49

[] Współpraca operatorów systemów dystrybucyjnych

1. Operatorzy systemów dystrybucyjnych [] współpracują ze sobą na poziomie Unii [] w celu wspierania ukończenia tworzenia i funkcjonowania wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz propagowania optymalnego zarządzania systemami dystrybucyjnymi i przesyłowymi oraz skoordynowanej eksploatacji tych systemów. []
 - 1a. **Operatorzy systemów dystrybucyjnych mają prawo do zrzeszania się poprzez ustanowienie europejskiej organizacji dla operatorów systemów dystrybucyjnych (organizacji OSD UE) i przyłączenie się do niej. Organizacja OSD UE musi zostać ustanowiona najpóźniej do dnia 31 grudnia 2022 r. i wykonywać zadania i procedury przewidziane w niniejszym rozporządzeniu zgodnie z art. [51]. Jako organizacja ekspercka działająca we wspólnym interesie europejskim nie reprezentuje ona partykularnych interesów ani nie stara się wpływać na podejmowanie decyzji, by bronić określonych interesów.**
 - 1b. **Członkowie organizacji OSD UE podlegają rejestracji i wnoszą sprawiedliwą i proporcjonalną opłatę członkowską.**

Artykuł 50

Ustanowienie organizacji OSD UE []

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

1. [] **W okresie** do dnia [Dz.U.: *dwanaście miesięcy po wejściu w życie*] r. operatorzy systemów dystrybucyjnych [] przedkładają Komisji i Agencji projekt statutu **zgodnie z [art. 50a], w tym kodeks postępowania**, wykaz zarejestrowanych członków, projekt regulaminu wewnętrznego, w tym również regulamin konsultacji z ENTSO energii elektrycznej i innymi zainteresowanymi stronami, oraz zasady finansowania ustanawianej organizacji OSD UE.

[]

[]

2. Po przeprowadzeniu formalnych konsultacji z organizacjami reprezentującymi wszystkie zainteresowane strony, w szczególności użytkowników systemów dystrybucyjnych, Agencja przedstawia Komisji opinię o projekcie statutu, wykazie członków i projekcie regulaminu wewnętrznego w terminie dwóch miesięcy od dnia ich otrzymania.

3. Komisja wydaje opinię w sprawie projektu statutu, wykazu członków i projektu regulaminu wewnętrznego, uwzględniając opinię Agencji przewidzianą w ust. 2, w terminie trzech miesięcy od dnia otrzymania opinii Agencji.

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

5. Dokumenty, o których mowa w ust. 1, przedkłada się Komisji i Agencji w przypadku dokonania w nich zmian lub na uzasadniony wniosek Komisji lub Agencji. Agencja i Komisja wydają opinię na ich temat w trybie określonym w ust. 2–4.
6. Koszty związane z działalnością organizacji OSD UE są ponoszone przez operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy są zarejestrowanymi członkami, oraz podlegają uwzględnieniu przy wyliczaniu taryf. Organy regulacyjne zatwierdzają te koszty tylko wówczas, gdy są one uzasadnione i proporcjonalne.

Artykuł 50a

Najważniejsze zasady i procedury dotyczące organizacji OSD UE energii elektrycznej

1. **Statut organizacji OSD UE przyjęty zgodnie z art. 50 gwarantuje poszanowanie poniższych zasad:**
 - a) **udział w pracach organizacji OSD UE jest ograniczony do zarejestrowanych członków, przy czym istnieje możliwość delegowania uprawnień pomiędzy członkami;**
 - b) **decyzje strategiczne związane z działalnością organizacji OSD UE oraz wytyczne polityczne dla zarządu są przyjmowane przez walne zgromadzenie;**
 - c) **decyzje walnego zgromadzenia przyjmowane są zgodnie z następującymi zasadami:**
 - **oddano 65% głosów należących do członków walnego zgromadzenia,**
 - **każdy członek dysponuje liczbą głosów proporcjonalną do liczby jego klientów, oraz**
 - **ostateczny wynik cieszy się poparciem co najmniej 55% członków walnego zgromadzenia;**

- d) decyzje walnego zgromadzenia blokuje się zgodnie z następującymi zasadami:
- oddano 35% głosów należących do członków walnego zgromadzenia,
 - każdy członek dysponuje liczbą głosów proporcjonalną do liczby jego klientów, oraz
 - ostateczny wynik cieszy się poparciem co najmniej 25% członków walnego zgromadzenia;
- e) zarząd jest wybierany przez walne zgromadzenie na okres maksymalnie 4 lat;
- f) zarząd spośród swoich członków mianuje przewodniczącego i trzech wiceprzewodniczących;
- g) zarząd kieruje współpracą między operatorami systemów dystrybucyjnych a operatorami systemów przesyłowych zgodnie z art. 52 i 53;
- h) decyzje zarządu przyjmowane są zwykłą większością 15 głosów;
- i) na podstawie propozycji zarządu walne zgromadzenie mianuje sekretarza generalnego spośród swoich członków na okres czterech lat, z możliwością jednokrotnego przedłużenia;
- j) na podstawie propozycji zarządu walne zgromadzenie mianuje grupy eksperckie, przy czym żadna z grup nie powinna przekroczyć liczby 30 członków, a 1/3 spośród nich może nie być członkami organizacji. Ponadto ustanawia się grupę ekspercką „jedno państwo”, która składa się z przedstawicieli operatorów systemów dystrybucyjnych – dokładnie po jednym 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 przewodniczącego zarządu i 27 przedstawicieli członków, z których:
 - [] 9 to przedstawiciele członków mających ponad 1 mln użytkowników sieci;
 - [] 9 to przedstawiciele członków mających ponad 100 000 i mniej niż 1 mln użytkowników sieci; oraz
 - [] 9 to przedstawiciele członków mających mniej niż 100 000 mln użytkowników sieci;
 - ab) przedstawiciele istniejących stowarzyszeń operatorów systemów dystrybucyjnych mogą uczestniczyć w spotkaniach zarządu w charakterze obserwatorów;
 - b) zarząd nie może się składać z więcej niż 3 przedstawicieli członków przynależących do tego samego państwa członkowskiego lub tej samej grupy przemysłowej;
 - c) każdy wiceprzewodniczący zarządu musi zostać mianowany spośród przedstawicieli członków w każdej z kategorii opisanych w lit. a);
 - e) przedstawiciele członków przynależących do tego samego państwa członkowskiego lub tej samej grupy przemysłowej nie mogą stanowić większości uczestników grupy eksperckiej;
 - f) zarząd ustanawia grupę doradców strategicznych, która przekazuje swoje opinie zarządowi i 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 51

Zadania organizacji OSD UE

1. Organizacja OSD UE realizuje następujące zadania:

(kolejność liter uległa zmianie)

- a) *(dawna lit. f)* udział w opracowywaniu kodeksów sieci **istotnych dla eksploatacji i planowania sieci dystrybucyjnych oraz skoordynowanej eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych** w trybie art. 55;
- b) *(dawna lit. a)* **promocja** eksploatacji i planowania sieci dystrybucyjnych **we współpracy z eksploatacją i planowaniem sieci przesyłowych;**
- c) *(dawna lit. b)* **ułatwianie integracji** odnawialnych źródeł energii, wytwarzania rozproszonego i innych zasobów trwale obecnych w sieci dystrybucyjnej, takich jak magazynowanie energii;
- d) *(dawna lit. c)* **ułatwianie** **elastyczności i odpowiedzi strony** popytowej **oraz dostępu użytkowników sieci do rynku;**
- e) *(dawna lit. d)* **wkład w** cyfryzację **systemów** dystrybucyjnych, w tym wprowadzenie inteligentnych sieci i inteligentnych systemów pomiarowych;
- f) *(dawna lit. e)* **wspieranie rozwoju zarządzania** danymi, bezpieczeństwa cybernetycznego i ochrony **danych we współpracy z odpowiednimi organami i podmiotami objętymi regulacją;**

2. Ponadto organizacja OSD UE:
- a) współpracuje z ENTSO energii elektrycznej [] przy monitorowaniu wdrażania kodeksów sieci i wytycznych, które są istotne z punktu widzenia eksploatacji i planowania sieci dystrybucyjnych oraz skoordynowanej eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych i które przyjęto na podstawie niniejszego rozporządzenia;
 - 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;
- []
- d) przyjmuje roczny program prac i sprawozdanie roczne;
 - e) prowadzi działalność z pełnym poszanowaniem reguł konkurencji i **zapewnia neutralność**.

Artykuł 52

Konsultacje w procesie opracowywania kodeksów sieci

1. Przygotowując ewentualne kodeksy sieci zgodnie z art. 55, 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 wszystkie zainteresowane strony, zgodnie z regulaminem wewnętrznym, o którym mowa w art. 50. 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 na etapie 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. 55, organizacja OSD UE informuje, w jaki sposób uwzględniono uwagi otrzymane podczas konsultacji. Podaje również uzasadnienie, w przypadku gdy uwag nie uwzględniono.

Artykuł 53

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 przesyłowych prowadzą wymianę wszystkich niezbędnych informacji i danych dotyczących wyników działania aktywów wytwórczych i odpowiedzi odbioru, codziennej eksploatacji ich sieci i długoterminowego planowania inwestycji sieciowych, aby zapewnić rozwój i eksploatację ich sieci w sposób racjonalny pod względem kosztów, bezpieczny i niezawodny.
2. Operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych współpracują **ze sobą** w celu osiągnięcia skoordynowanego dostępu do zasobów, takich jak wytwarzanie rozproszone, magazynowanie energii i odpowiedź strony popytowej, które mogą zaspokajać szczególne potrzeby zarówno systemu dystrybucyjnego, jak i systemu przesyłowego.

Rozdział VII

Kodeksy sieci i wytyczne

Artykuł 54

Przyjmowanie kodeksów sieci i wytycznych

1. Komisja może przyjąć akty [] **wykonawcze** zgodnie z uprawnieniami przewidzianymi w art. 55 i 57. Tego rodzaju akty [] **wykonawcze** przyjmuje się albo jako kodeksy sieci w oparciu o treść propozycji opracowanej przez ENTSO energii elektrycznej bądź – gdy tak ustalono w wykazie priorytetów ustanowionym na podstawie art. 55 ust. 2 – przez organizację OSD UE, w **stosownych przypadkach we współpracy z ENTSO energii elektrycznej**, i Agencję zgodnie z procedurą określoną w art. 55, albo jako wytyczne zgodnie z procedurą określoną w art. 57.

2. Kodeksy sieci i wytyczne:

[]
 - a) zapewniają minimalny stopień harmonizacji niezbędny do osiągnięcia celów niniejszego rozporządzenia;

 - a) uwzględniają, w stosownych przypadkach, regionalną specyfikę;

- b) nie wykraczają poza to, co jest konieczne do osiągnięcia tego celu; oraz
- c) pozostają bez uszczerbku dla prawa państw członkowskich od ustanawiania krajowych kodeksów sieci, które nie wpływają na handel [] **międzyobszarowy**.

Artykuł 55

Ustanowienie kodeksów sieci

1. Komisja jest uprawniona do przyjęcia aktów [] **wykonawczych** zgodnie z art. [] **62 ust. 2 w celu zapewnienia jednolitych warunków wykonania niniejszego rozporządzenia poprzez [] ustanowienie [] kodeksów sieci w następujących obszarach:**
 - a) **zasady bezpieczeństwa i niezawodności sieci, w tym zasady dotyczące technicznej zdolności rezerwowej zapewniającej bezpieczeństwo eksploatacyjne sieci, w tym stany systemu, działania naprawcze i warunki bezpiecznej pracy systemu, kontrola napięcia i zarządzanie mocą bierną, zarządzanie prądem zwarciovym, zarządzanie przepływem mocy, analiza zdarzeń awaryjnych i postępowanie w przypadku ich wystąpienia, sprzęt ochronny i plany ochrony, wymiana danych, zgodność, szkolenia, analiza planowania operacyjnego i bezpieczeństwa operacyjnego, koordynacja bezpieczeństwa operacyjnego w regionie, koordynacja przerw w dostawie energii elektrycznej, plany dostępności istotnych aktywów, analiza wystarczalności, usługi pomocnicze, grafikowanie i środowiska danych służące planowaniu operacyjnemu;**
 - b) **zasady przyłączenia do sieci, w tym przyłączenie instalacji odbiorczych przyłączonych do systemu przesyłowego, instalacje i systemy dystrybucyjne przyłączone do systemu przesyłowego, przyłączenie instalacji odbiorczych wykorzystywanych do zapewniania odpowiedzi strony popytowej, 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 i procedury powiadomienia eksploatacyjnego dla przyłączenia do sieci;**

- c) zasady dostępu stron trzecich;
- d) zasady wymiany danych i rozliczeń;
- e) zasady interoperacyjności;
- f) procedury operacyjne w sytuacjach awaryjnych, w **tym plany obrony systemu przed zagrożeniami, plany odbudowy systemu, interakcje na rynku, wymiana informacji, komunikacja oraz narzędzia i ułatwienia;**
- g) zasady alokacji zdolności i zarządzania ograniczeniami [] w **tym metody i procesy 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 przyznaných międzyobszarowych zdolności przesyłowych, dystrybucja dochodów z ograniczeń, zabezpieczenie ryzyka wynikającego z przesyłu transgranicznego, procedury mianowania oraz alokacja zdolności przesyłowych i odzyskiwanie kosztów zarządzania ograniczeniami przesyłowymi;**
- h) zasady dotyczące wymiany handlowej w odniesieniu do technicznej i eksploatacyjnej organizacji usług dostępu do sieci i bilansowania systemu, w **tym funkcje i obowiązki, platformy wymiany energii bilansującej, czasy zamknięcia bramki, wymogi dotyczące produktów standardowych i specyficznych, zakup usług bilansowania, alokacja transgranicznej zdolności przesyłowej na potrzeby wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw, rozliczanie energii bilansującej, rozliczenie wymiany energii między operatorami systemów, rozliczanie niezbilansowania i rozliczanie mocy bilansującej;**
- i) zasady przejrzystości;
- j) zasady dotyczące bilansowania, w tym związane z siecią zasady dotyczące rezerwy mocy, **obejmujące 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 i przejrzystość informacji;**

- k) zasady dotyczące zharmonizowanych struktur taryf [], [o których mowa w art. 16,] wraz z sygnałami lokalizacyjnymi i zasadami rekompensat dla operatorów działających między systemami przesyłowymi; efektywność energetyczna sieci elektroenergetycznych;
- m) zasady regulujące niedyskryminacyjne, przejrzyste świadczenie usług pomocniczych niezwiązanych z regulacją częstotliwości, w tym regulacja napięcia w stanie ustalonym, inercja, szybkie wprowadzanie prądu biernego, **inercja dla stabilności sieci, prąd zwarciovowy**, zdolność do rozruchu autonomicznego i **zdolność do pracy wyspowej**;

[]

- o) **specyficzne dla sektora zasady dotyczące aspektów [] bezpieczeństwa cybernetycznego w transgranicznych przepływach energii elektrycznej, [] wspólnych wymogów minimalnych, planowania, monitorowania, sprawozdawczości i zarządzania kryzysowego**;

[]

2. Po konsultacji z Agencją, 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 , które należy uwzględnić przy opracowywaniu kodeksów sieci. Jeżeli przedmiot kodeksu sieci jest bezpośrednio związany z pracą systemu dystrybucyjnego, a [] nie ma zasadniczej wagi z punktu widzenia przesyłu, Komisja może zobowiązać organizację OSD UE [] we współpracy z ENTSO energii elektrycznej do powołania komitetu redakcyjnego i przedłożenia Agencji propozycji kodeksu sieci.

3. Komisja zwraca się do Agencji o przedłożenie jej w rozsądnym terminie, nieprzekraczającym sześciu miesięcy, niewiążących wytycznych ramowych („wytyczne ramowe”) określających jasne i obiektywne zasady opracowywania kodeksów sieci, odnoszących się do obszarów określonych w wykazie priorytetów. Wniosek Komisji może zawierać warunki, które mają być uregulowane za pomocą wytycznych ramowych. Każda wytyczna ramowa przyczynia się do integracji rynku, niedyskryminacji, skutecznej konkurencji i sprawnego funkcjonowania rynku. Na uzasadniony wniosek Agencji Komisja może przedłużyć ten termin.
4. Agencja przeprowadza formalne konsultacje 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.
5. Agencja przedkłada Komisji niewiążące wytyczne ramowe, jeżeli zostanie o to poproszona zgodnie z ust. 3. Agencja dokonuje przeglądu niewiążących wytycznych ramowych i ponownie przedkłada je Komisji, jeżeli zostanie o to poproszona zgodnie z ust. 6.
6. Jeżeli Komisja uzna, że wytyczne ramowe nie przyczyniają się do integracji rynku, niedyskryminacji, skutecznej konkurencji i sprawnego funkcjonowania rynku, może się zwrócić do Agencji o przegląd wytycznych ramowych w rozsądnym terminie i o ponowne ich przedłożenie Komisji.
7. Jeżeli Agencja nie przedłoży wytycznych ramowych lub nie przedłoży ich ponownie w terminie ustalonym przez Komisję zgodnie z ust. 3 lub 6, Komisja sama opracowuje odnośny projekt wytycznych ramowych.
8. Komisja może zwrócić się do ENTSO energii elektrycznej bądź – gdy tak ustalono w wykazie priorytetów ustanowionym na podstawie ust. 2 – do organizacji OSD UE [] **we współpracy z ENTSO energii elektrycznej** o przedłożenie Agencji, w rozsądnym terminie, nieprzekraczającym 12 miesięcy, propozycji kodeksu sieci zgodnego z odpowiednimi wytycznymi ramowymi.

9. ENTSO energii elektrycznej bądź – gdy tak ustalono w wykazie priorytetów ustanowionym na podstawie ust. 2 – organizacja OSD UE powołuje komitet redakcyjny, aby uzyskać wsparcie w procesie opracowywania kodeksu sieci. W skład komitetu redakcyjnego wchodzi przedstawiciele ENTSO energii elektrycznej, Agencji, w **stosownych przypadkach** organizacji OSD UE oraz, w stosownych przypadkach, przedstawiciele wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej i ograniczona liczba głównych zainteresowanych stron, których to dotyczy. ENTSO energii elektrycznej bądź – gdy tak ustalono w wykazie priorytetów ustanowionym na podstawie ust. 2 – organizacja OSD UE, **we współpracy z ENTSO energii elektrycznej**, opracowuje propozycje kodeksów sieci w obszarach, o których mowa w ust. 1 , na wniosek Komisji zgodnie z ust. 8.
10. Agencja weryfikuje kodeks sieci i zapewnia , aby kodeks sieci był zgodny z odpowiednimi wytycznymi ramowymi i przyczyniał się do integracji rynku, niedyskryminacji, skutecznej konkurencji oraz wydajnego funkcjonowania rynku, oraz przedkłada zweryfikowany kodeks sieci Komisji w terminie sześciu miesięcy od dnia otrzymania propozycji . W projekcie przedłożonym Komisji Agencja uwzględnia uwagi przekazane przez wszystkie zaangażowane strony w trakcie prac nad propozycją, którymi kieruje ENTSO energii elektrycznej lub organizacja OSD UE, oraz przeprowadza formalne konsultacje z właściwymi zainteresowanymi stronami w sprawie wersji, która ma zostać przedłożona Komisji.
11. W przypadku gdy ENTSO energii elektrycznej lub organizacja OSD UE nie opracowały kodeksu sieci w terminie określonym przez Komisję zgodnie z ust. 8, Komisja może zwrócić się do Agencji o przygotowanie projektu kodeksu sieci w oparciu o odpowiednie wytyczne ramowe. Agencja może rozpocząć dalsze konsultacje w trakcie przygotowywania projektu kodeksu sieci, zgodnie z niniejszym ustępem. Agencja przedkłada Komisji projekt kodeksu sieci przygotowany zgodnie z niniejszym ustępem i może zalecić jego przyjęcie.

12. Komisja może przyjąć z własnej inicjatywy – w przypadku gdy ENTSO energii elektrycznej lub organizacja OSD UE nie opracowały kodeksu sieci lub Agencja nie opracowała projektu kodeksu sieci, o którym mowa w ust. 11 niniejszego artykułu, lub na zalecenie Agencji zgodnie z ust. 10 niniejszego artykułu – jeden lub więcej kodeksów sieci w obszarach wymienionych w ust. 1.
13. W przypadku gdy Komisja proponuje przyjęcie kodeksu sieci z własnej inicjatywy, konsultuje się w sprawie projektu kodeksu sieci z Agencją, ENTSO energii elektrycznej i ze wszystkimi właściwymi zainteresowanymi stronami przez okres nie krótszy niż dwa miesiące.
14. Niniejszy artykuł pozostaje bez uszczerbku dla prawa Komisji do przyjmowania i zmiany wytycznych zgodnie z art. 57. Pozostaje on bez uszczerbku dla możliwości opracowywania przez ENTSO energii elektrycznej niewiążących wytycznych w obszarach określonych w ust. 1, pod warunkiem że nie obejmują one obszarów, których dotyczy wniosek skierowany do niej przez Komisję. Wytyczne te przedkłada się Agencji do zaopiniowania. ENTSO energii elektrycznej należycie uwzględnią tę opinię.

Artykuł 56

Zmiana kodeksów sieci

1. **Do dnia 31 grudnia 2025 r.** Komisja jest uprawniona do przyjęcia aktów [] **wykonawczych** zgodnie z art. [] **62 ust. 2**, dotyczących zmiany kodeksów sieci w **d dziedzinach wymienionych w art. 55 ust. 1 i** zgodnie z procedurą określoną w art. 55. []

2. Projekty zmian jakiegokolwiek kodeksu sieci przyjętego zgodnie z art. 55 mogą być przedstawiane Agencji przez osoby, które mogą być zainteresowane tym kodeksem sieci, w tym przez ENTSO energii elektrycznej, organizację OSD UE, [] **organy regulacyjne**, operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, użytkowników systemu i konsumentów. Agencja może również zaproponować zmiany z własnej inicjatywy [].
3. Agencja może przedłożyć Komisji uzasadnione wnioski w sprawie zmian, [] wyjaśniając powody, dla których uważa, że takie wnioski są zgodne z celami kodeksów sieci określonymi w art. 55 ust. 2. W przypadku uznania wniosku w sprawie zmian za dopuszczalny, a także w przypadku zmian proponowanych z własnej inicjatywy Agencja odbywa konsultacje ze wszystkimi zainteresowanymi stronami zgodnie z art. 15 [wersja przekształcona rozporządzenia (WE) nr 713/2009 zaproponowana w COM(2016) 863/2].
4. **Do dnia 31 grudnia 2025 r.**, uwzględniając propozycje Agencji, Komisja jest uprawniona do przyjęcia zmian dowolnego kodeksu sieci przyjętego na podstawie art. 55 jako aktów **wykonawczych** [] zgodnie z art. [] **62 ust. 2.**

[]

Artykuł 57

Wytyczne

1. **Do dnia 31 grudnia 2025 r.** Komisja może przyjąć wiążące wytyczne w obszarach wymienionych poniżej. **Wytyczne te przyjmuje się jako akty wykonawcze zgodnie z procedurą sprawdzającą, o której mowa w art. 62 ust. 2.**
2. **Do dnia 31 grudnia 2025 r.** Komisja może przyjąć [] **akty wykonawcze** w formie wytycznych w obszarach, w których takie akty mogą być również opracowane w ramach procedury opracowywania kodeksów sieci w trybie art. 55 ust. 1.

3. Wytyczne mogą zostać przyjęte w odniesieniu do mechanizmu rozliczeń międzyoperatorskich . Określają one , zgodnie z zasadami określonymi w art. 46 i 16:
- 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. 46 ust. 2;
 - b) szczegóły procedury płatności, jaka ma być stosowana, łącznie z określeniem pierwszego okresu, za który ma być wypłacona rekompensata, zgodnie z art. 46 ust. 3 akapit drugi;
 - c) szczegóły metod określania przyjmowanych przepływów transgranicznych, za które ma być wypłacana rekompensata zgodnie z art. 46, 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. 46 ust. 5;
 - d) szczegóły metod ustalania kosztów i korzyści powstających w wyniku przyjmowania przepływów transgranicznych, zgodnie z art. 46 ust. 6;
 - e) szczegóły traktowania — w kontekście mechanizmu rozliczeń międzyoperatorskich — przepływów energii elektrycznej rozpoczynających lub kończących się w krajach poza Europejskim Obszarem Gospodarczym; oraz
 - f) udział systemów krajowych połączonych wzajemnie liniami prądu stałego, zgodnie z art. 46.

4. Wytyczne mogą także określić właściwe zasady dotyczące opłat nakładanych na producentów, magazynowanie energii i odbiorców (obciążenie) w ramach krajowych systemów taryf [] przesyłowych []; obejmują one również to, w jaki sposób mechanizm rozliczeń międzyoperatorskich zostanie uwzględniony w krajowych opłatach sieciowych i jak zostaną zapewnione odpowiednie i skuteczne sygnały lokalizacyjne, zgodnie z zasadami określonymi w art. 16.

Wytyczne mogą przewidywać odpowiednie i skuteczne zharmonizowane sygnały lokalizacyjne na poziomie Unii.

Jakakolwiek tego typu harmonizacja nie stanowi przeszkody dla stosowania przez państwa członkowskie mechanizmu zapewniającego porównywalny poziom opłat za dostęp do sieci ponoszonych przez odbiorców (obciążenie) na całych ich terytoriach.

5. W stosownych przypadkach wytyczne zapewniające minimalny stopień harmonizacji wymagany do osiągnięcia celu niniejszego rozporządzenia mogą także określać:
- a) szczegóły dotyczące zasad handlu energią elektryczną; b) szczegóły dotyczące zasad zachęcania do inwestowania w odniesieniu do zdolności połączeń wzajemnych, w tym sygnałów lokalizacyjnych.
6. Komisja może przyjmować wytyczne dotyczące wdrażania koordynacji operacyjnej działań operatorów systemów przesyłowych na poziomie Unii. Wytyczne te muszą być spójne z kodeksami sieci, o których mowa w art. 55 niniejszego rozporządzenia, i opierać się na nich, a także na przyjętych specyfikacjach, o których mowa w art. 27 ust. 1 lit. g) niniejszego rozporządzenia. Przyjmując te wytyczne, Komisja uwzględnia różne regionalne i krajowe wymogi operacyjne.

[Wytyczne te przyjmuje się zgodnie z procedurą sprawdzającą, o której mowa w art. 62 ust. 2.]

7. Przyjmując lub zmieniając wytyczne, Komisja konsultuje się z Agencją, ENTSO energii elektrycznej, **organizacją OSD UE** i, w stosownych przypadkach, z innymi zainteresowanymi stronami.

Artykuł 58

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 art. 57, lub w kodeksach sieci, o których mowa w art. 55, pod warunkiem że środki te nie [] są **sprzeczne z unijnymi przepisami**.

Artykuł 58a

Do dnia 31 grudnia 2023 r. Komisja oceni istniejące akty wykonawcze zawierające kodeksy sieci i wytyczne, aby stwierdzić, jakie ich elementy mogłyby zostać z pożytkiem zapisane w aktach ustawodawczych Unii dotyczących rynku wewnętrznego energii elektrycznej i w jaki sposób można dokonać przeglądu uprawnień dotyczących przyjmowania kodeksów sieci i wytycznych zgodnie z art. 55 i 57. Komisja przedstawi szczegółowe sprawozdanie z tej oceny Parlamentowi Europejskiemu i Radzie. Sprawozdaniu temu powinny towarzyszyć, w stosownych przypadkach, projekty legislacyjne wynikające z oceny dokonanej przez Komisję.

Rozdział VIII

Przepisy końcowe

Artykuł 59

Nowe połączenia wzajemne

1. Nowe połączenia wzajemne prądu stałego mogą być, na wniosek, zwolnione na czas ograniczony ze stosowania przepisów art. 17 ust. 2 niniejszego rozporządzenia oraz art. 6, art. 43, art. 59 ust. 6 i art. 60 ust. 1 [wersja przekształcona dyrektywy 2009/72/WE zaproponowana w COM(2016) 864/2], jeżeli spełnione są następujące warunki:
 - a) inwestycja musi zwiększać konkurencję w dziedzinie dostarczania energii elektrycznej;
 - b) poziom ryzyka związanego z inwestycją jest taki, że inwestycja ta nie zostałaby zrealizowana, gdyby nie udzielono zwolnienia;
 - c) połączenie wzajemne musi być własnością osoby fizycznej lub prawnej, odrębnej — przynajmniej w zakresie formy prawnej — od operatorów systemów, w których systemach 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 Rady¹⁸, 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

¹⁸ 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).

- f) zwolnienie nie może szkodzić konkurencji, skutecznemu funkcjonowaniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej ani skutecznemu funkcjonowaniu regulowanego systemu, z którym powiązane jest połączenie wzajemne.
2. Ustęp 1 ma również zastosowanie — w wyjątkowych przypadkach — do połączeń wzajemnych prądu przemiennego, jeżeli 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. Ustęp 1 ma również zastosowanie do przypadków znaczącego wzrostu zdolności istniejących połączeń wzajemnych.
4. Decyzja w sprawie zwolnienia na mocy 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, Agencja może przedłożyć opinię doradczą tym organom regulacyjnym, mogącą służyć za podstawę ich decyzji.

Podejmując decyzję o przyznaniu zwolnienia, uwzględnia się indywidualnie dla każdego przypadku potrzebę nałożenia warunków dotyczących czasu trwania zwolnienia i niedyskryminującego dostępu do połączenia wzajemnego. Podejmując decyzję w sprawie tych warunków, uwzględnia się 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. Zasady zarządzania ograniczeniami obejmują obowiązek oferowania niewykorzystanej zdolności na rynku, a użytkownicy urządzenia są upoważnieni do handlu 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, informują one Agencję o tej decyzji.

Decyzję w sprawie zwolnienia, w tym warunki, o których mowa w akapicie drugim niniejszego ustępu, uzasadnia się należycie i publikuje.

5. Agencja podejmuje decyzję, o której mowa w ust. 4:
 - a) w przypadku gdy wszystkie organy regulacyjne, których to dotyczy, nie były w stanie osiągnąć porozumienia w terminie sześciu miesięcy od dnia przedłożenia wniosku o zwolnienie ostatniemu z tych organów regulacyjnych; lub
 - b) na wspólny wniosek organów regulacyjnych, których to dotyczy.

Przed podjęciem tej decyzji Agencja 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 Agencja, zależnie od przypadku, przedkładają właściwemu podmiotowi w państwie członkowskim swoją opinię w sprawie wniosku o zwolnienie w celu wydania formalnej decyzji. Opinia ta zostaje opublikowana wraz z decyzją.

7. Kopia każdego wniosku o zwolnienie przekazywana jest w celach informacyjnych przez organy regulacyjne Agencji i Komisji niezwłocznie po jego otrzymaniu. Organy regulacyjne, których to dotyczy, lub Agencja („organy powiadamiające”) niezwłocznie zgłaszają Komisji decyzję w sprawie zwolnienia wraz ze wszystkimi stosownymi informacjami, które jej dotyczą. Informacje te mogą zostać przekazane Komisji w postaci zbiorczej, umożliwiającej Komisji podjęcie uzasadnionej decyzji. Informacje te zawierają w szczególności:
- a) szczegółowe powody, dla których Agencja przyznała zwolnienie lub odmówiła jego przyznania, wraz z informacjami finansowymi uzasadniającymi potrzebę zwolnienia;
 - b) przeprowadzone analizy wpływu przyznania zwolnienia na konkurencję i sprawne funkcjonowanie wewnętrznego rynku 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 50 dni roboczych może zostać przedłużony o dodatkowy termin wynoszący 50 dni roboczych, w przypadku gdy Komisja zwróci się o przekazanie dalszych informacji. Dodatkowy termin rozpoczyna się następnego dnia po otrzymaniu pełnych informacji. Początkowy termin również może zostać przedłużony za zgodą zarówno Komisji, jak i organów powiadamiających.

Jeżeli informacje, o które wystąpiono, nie zostaną dostarczone 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 wyczerpujące.

Organy powiadamiające stosują się do decyzji Komisji o wprowadzeniu poprawek lub o cofnięciu decyzji o zwolnieniu w terminie jednego miesiąca i odpowiednio informują o tym Komisję.

Komisja zachowuje poufność informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie.

Wydane przez Komisję zatwierdzenie decyzji o zwolnieniu wygasa po upływie dwóch lat od daty jej przyjęcia, jeżeli do tego czasu budowa połączenia wzajemnego jeszcze się nie rozpoczęła, oraz po upływie pięciu lat od daty jego przyjęcia, jeżeli do tego czasu połączenie wzajemne nie rozpoczęło działalności, chyba że Komisja podejmie decyzję, na podstawie uzasadnionego wniosku organów powiadamiających, że wszelkie opóźnienia są spowodowane poważnymi przeszkodami pozostającymi poza kontrolą osoby, której przyznano zwolnienie.

9. Jeżeli organy regulacyjne zainteresowanych państw członkowskich postanowią zmienić decyzję wydaną na podstawie ust. 1, niezwłocznie zgłaszają tę decyzję Komisji, przekazując wraz z nią wszelkie istotne informacje, które jej dotyczą. Do zgłoszonej decyzji stosuje się przepisy ust. 1–8, z uwzględnieniem specyficznych aspektów dotychczasowego zwolnienia.

10. Komisja może, działając z własnej inicjatywy lub na wniosek, wznowić postępowanie:
- a) jeżeli – należyście uwzględniając uzasadnione oczekiwania stron oraz równowagę gospodarczą osiągniętą w pierwotnej decyzji o zwolnieniu – jakiegokolwiek fakty, na których oparto tę decyzję, uległy istotnej zmianie;
 - b) jeżeli zainteresowane przedsiębiorstwo działa w sposób sprzeczny ze swoimi zobowiązaniami; lub
 - c) jeżeli decyzję podjęto na podstawie niekompletnych, nieprawidłowych lub wprowadzających w błąd informacji przekazanych przez strony.
11. Komisja jest uprawniona do przyjęcia aktów delegowanych zgodnie z art. 63 dotyczących przyjęcia wytycznych w odniesieniu do stosowania warunków określonych w ust. 1 niniejszego artykułu oraz do określenia procedury, która ma być stosowana w celu zastosowania ust. 4, 7, 8, 9 i 10 niniejszego artykułu.

Artykuł 59a

Odstępstwa

1. Państwa członkowskie mogą zastosować odstępstwa od stosownych przepisów art. 3, art. 5, art. 6 ust. 1, art. 7 ust. 1 i 4, art. 8–10, art. 13–15, art. 17–22, art. 23 ust. 1, 2, 4, 5 i 5a, art. 24, art. 32–44 i art. 48 w następujących przypadkach:
- a) państwo członkowskie jest w stanie dowieść, że doświadcza istotnych problemów w eksploatacji swoich niewielkich wyizolowanych i połączonych systemów. W tym przypadku odstępstwo jest ograniczone w czasie i zależne od warunków mających na celu zwiększenie konkurencji i integracji z rynkiem wewnętrznym;
 - b) dla regionów najbardziej oddalonych w rozumieniu art. 349 TFUE, które nie mogą być połączone z europejskim rynkiem energii z oczywistych względów fizycznych. W tym przypadku odstępstwo nie jest ograniczone w czasie.

W obu przypadkach odstępstwo jest uzależnione od warunków mających na celu zapewnienie, by odstępstwo to nie utrudniało przejścia na odnawialne źródła energii.

W przypadku przyznania odstępstwa Komisja uwzględni w swojej decyzji, w jakim stopniu odstępstwa muszą uwzględnić stosowanie kodeksów sieci i wytycznych dotyczących sieci.

Jeżeli odstępstwo zostało przyznane, Komisja informuje państwa członkowskie o stosownych wnioskach przed podjęciem decyzji, z zachowaniem poufności.

2. Art. 3, art. 4, art. 5, art. 6 ust. 1 i ust. 2 lit. c) i h), art. 7–10, art. 12–15, art. 17–22, art. 23 ust. 1, 2, 5 i 5a, art. 23 ust. 4 lit. b), art. 24, art. 31 ust. 2 i 3, art. 32–44, art. 46 i art. 48 nie mają zastosowania do Cypru do chwili, gdy jego system przesyłowy zostanie połączony 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 złożyć Komisji wniosek o przyznanie stałego odstępstwa. Komisja ocenia, czy stosowanie odnośnych przepisów może spowodować poważne problemy w eksploatacji systemu elektroenergetycznego na Cyprze, czy też oczekuje się, że ich zastosowanie do Cypru przyniesie korzyści dla funkcjonowania rynku. Na podstawie tej oceny Komisja wydaje uzasadnioną decyzję w sprawie pełnego lub częściowego przedłużenia stosowania [] odstępstwa, która jest publikowana w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej.

3. Przepisy niniejszego rozporządzenia nie wpływają na stosowanie odstępstw na mocy [dyrektywy w sprawie rynku energii elektrycznej].

Artykuł 60

Dostarczanie informacji oraz poufność

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

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

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

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

3. W swym wniosku o udzielenie informacji na mocy ust. 1 Komisja określa podstawę prawną tego wniosku, termin, w jakim informacja ma zostać dostarczona, cel wniosku, jak również sankcje przewidziane w art. 61 ust. 2 za dostarczenie nieprawdziwych, niepełnych lub wprowadzających w błąd informacji. Komisja ustala rozsądny termin, uwzględniając stopień złożoności i pilności wymaganych informacji.

4. Żądanych informacji udzielają właściciele przedsiębiorstwa lub ich przedstawiciele, a w przypadku osób prawnych, osoby uprawnione do ich reprezentowania zgodnie z przepisami prawa lub ich statutem. W przypadku dostarczenia przez należycie upoważnionych prawników informacji w imieniu swoich klientów klient ponosi całkowitą odpowiedzialność, jeżeli dostarczone informacje są nieprawdziwe, niepełne lub wprowadzają w błąd.
5. W przypadku gdy przedsiębiorstwo nie dostarczy żądanych informacji w wyznaczonym przez Komisję terminie lub udzieli niepełnych informacji, Komisja może zażądać tych informacji w drodze decyzji. Decyzja ta określa wymagane informacje oraz ustala termin, w jakim informacje mają zostać dostarczone. Decyzja ta informuje o sankcjach przewidzianych w art. 61 ust. 2. Informuje również o prawie do kontroli tej decyzji przez Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej.

Komisja wysyła 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 przepisów niniejszego rozporządzenia.

Komisja nie ujawnia informacji objętych tajemnicą zawodową, które uzyskano zgodnie z niniejszym rozporządzeniem.

Artykuł 61

Sankcje

1. Nie naruszając przepisów ust. 2, państwa członkowskie ustanawiają zasady dotyczące sankcji mających zastosowanie w przypadku naruszenia przepisów niniejszego rozporządzenia, kodeksów sieci przyjętych na podstawie art. 55 i wytycznych przyjętych na podstawie art. 57 i podejmują wszelkie środki niezbędne do zapewnienia wdrożenia tych przepisów. Przewidziane sankcje muszą być skuteczne, proporcjonalne i odstraszające.
2. Komisja może w drodze decyzji nałożyć na przedsiębiorstwa grzywnę nieprzekraczającą 1 % wartości całkowitego obrotu w poprzedzającym roku obrotowym, jeżeli przedsiębiorstwo umyślnie lub poprzez zaniedbanie, w odpowiedzi na wniosek przesłany zgodnie z art. 60 ust. 3, przedstawiło nieprawdziwe, niepełne lub wprowadzające w błąd informacje, lub nie dostarczyło informacji w terminie ustalonym w decyzji podjętej zgodnie z art. 60 ust. 5 akapit pierwszy. Przy ustalaniu wysokości grzywny Komisja uwzględnia stopień naruszenia wymogów określonych w akapicie pierwszym.
3. Sankcje przewidziane zgodnie z ust. 1 i decyzje podejmowane zgodnie z ust. 2 nie mają charakteru karnoprawnego.

Artykuł 62

Procedura komitetowa

1. Komisję wspiera komitet ustanowiony na mocy art. 68 [wersja przekształcona dyrektywy 2009/72/WE zaproponowana w COM(2016) 864/2].

2. W przypadku odesłania do niniejszego ustępu stosuje się art. 5 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 182/2011¹⁹.

Artykuł 63

Wykonywanie przekazanych uprawnień

1. Powierzenie Komisji uprawnień do przyjęcia aktów delegowanych podlega warunkom określonym w niniejszym artykule.
2. Uprawnienia do przyjęcia aktów delegowanych, o których mowa w art. 46 ust. 4 [] i art. 59 ust. 11, powierza się Komisji na czas nieokreślony od dnia [Dz.U.: *proszę wstawić datę wejścia w życie*].
3. Przekazanie uprawnień, o którym mowa w [] art. 46 ust. 4 i [] art. 59. 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 określonym w tej decyzji późniejszym terminie. Nie wpływa ona na ważność jakichkolwiek już obowiązujących aktów [delegowanych].
4. Przed przyjęciem aktu delegowanego Komisja konsultuje się z **komitetem ds. transgranicznej wymiany energii elektrycznej** i ekspertami wyznaczonymi przez każde państwo członkowskie zgodnie z zasadami określonymi w Porozumieniu międzyinstytucjonalnym w sprawie lepszego stanowienia prawa z dnia 13 kwietnia 2016 r.

¹⁹ 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).

5. Niezwłocznie po przyjęciu aktu delegowanego Komisja przekazuje go równocześnie Parlamentowi Europejskiemu i Radzie.
6. Akt delegowany przyjęty na podstawie [] art. 46 ust. 4[] oraz art. 59 ust. 11 wchodzi w życie tylko wówczas, gdy Parlament Europejski albo 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 64

Uchylenie

1. Rozporządzenie (WE) nr 714/2009 traci moc. Odesłania do uchylonego rozporządzenia odczytuje się jako odesłania do niniejszego rozporządzenia zgodnie z tabelą korelacji w załączniku II.
- 1a. Wszelkie akty wykonawcze przyjęte na podstawie rozporządzenia nr 714/2009 stosuje się nadal po upływie daty uchylenia rozporządzenia 714/2009 do czasu jego uchylenia.**

Artykuł 65

Wejście w życie

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

Niniejsze rozporządzenie stosuje się od dnia 1 stycznia 2020 r.

Art. 13 i 58a niniejszego rozporządzenia stosuje się od daty wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

Do celów wykonania przepisów art. 13, art. 14 niniejszego rozporządzenia stosuje się od daty wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

Do celów przeglądu niniejszego rozporządzenia nie później niż do końca 2030 r. Komisja, w stosownych przypadkach, przedłoży odpowiedni wniosek.

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

Sporządzono w Brukseli dnia r.

W imieniu Parlamentu Europejskiego

Przewodniczący

W imieniu Rady

Przewodniczący