



2024/1747

26.6.2024

ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2024/1747

z dnia 13 czerwca 2024 r.

zmieniające rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej

(Tekst mający znaczenie dla EOG)

PARLAMENT EUROPEJSKI I RADA UNII EUROPEJSKIEJ,

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

uwzględniając wniosek Komisji Europejskiej,

po przekazaniu projektu aktu ustawodawczego parlamentom narodowym,

uwzględniając opinię Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego ⁽¹⁾,

uwzględniając opinię Komitetu Regionów ⁽²⁾,

stanowiąc zgodnie ze zwykłą procedurą ustawodawczą ⁽³⁾,

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) Od września 2021 r. obserwuje się bardzo wysokie ceny i zmienność na rynkach energii elektrycznej. Jak stwierdziła Agencja Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) w swojej ostatecznej ocenie struktury hurtowego rynku energii elektrycznej w UE w kwietniu 2022 r., jest to głównie konsekwencją wysokiej ceny gazu, który jest wykorzystywany jako materiał do wytwarzania energii elektrycznej.
- (2) Eskalacja rosyjskiej wojny napastniczej przeciwko Ukrainie, która jest umawiającą się stroną Traktatu o Wspólnocie Energetycznej ⁽⁴⁾, oraz powiązane sankcje międzynarodowe nakładane od lutego 2022 r. doprowadziły do kryzysu gazowego, zakłóciły światowe rynki energii, zaostrzyły problem wysokich cen gazu i na zasadzie efektu domina odbiły się znacząco na cenach energii elektrycznej. Rosyjska wojna napastnicza przeciwko Ukrainie spowodowała również niepewność co do dostaw innych towarów, takich jak węgiel kamienny i ropa naftowa, wykorzystywanych w instalacjach wytwarzania energii. Niepewność ta doprowadziła do jeszcze większej zmienności cen energii elektrycznej. Ograniczona dostępność kilku reaktorów jądrowych oraz niska produkcja energii wodnej jeszcze bardziej spotęgowały wzrost cen energii elektrycznej.
- (3) W odpowiedzi na tę sytuację Komisja przedstawiła w dniu 13 października 2021 r. komunikat pt. „Reakcja na rosnące ceny energii: zestaw działań i środków wsparcia” zawierający zestaw środków, które Unia i jej państwa członkowskie mogą wykorzystać, aby zaradzić bezpośredniemu wpływowi wysokich cen energii na odbiorców będących gospodarstwami domowymi i przedsiębiorstwa, w tym wsparcie dochodu, ulgi podatkowe, środki w zakresie oszczędności i magazynowania energii oraz zwiększyć odporność na przyszłe wstrząsy cenowe. W komunikacie z dnia 8 marca 2022 r. pt. „REPowerEU: Wspólne europejskie działania w kierunku bezpiecznej i zrównoważonej energii po przystępnej cenie” Komisja przedstawiła szereg dodatkowych środków mających na celu udoskonalenie zestawu narzędzi i reagowanie na rosnące ceny energii. W dniu 23 marca 2022 r. Komisja ustanowiła również tymczasowe ramy pomocy państwa, aby niektóre dotacje mogły złagodzić wpływ wysokich cen energii.
- (4) W komunikacie z dnia 18 maja 2022 r. Komisja przedstawiła plan REPowerEU, w którym wprowadziła dodatkowe środki dotyczące głównie oszczędności energii, dywersyfikacji dostaw energii, podwyższonego celu w zakresie efektywności energetycznej i szybszego wprowadzania energii ze źródeł odnawialnych, mające na celu zmniejszenie uzależnienia Unii od rosyjskich paliw kopalnych, w tym wniosek w sprawie podwyższenia unijnego celu na 2030 r. w zakresie końcowego zużycia brutto energii ze źródeł odnawialnych do 45 %. Ponadto w komunikacie Komisji z dnia 18 maja 2022 r. pt. „Krótkoterminowe interwencje na rynku energii i długoterminowe udoskonalenia

⁽¹⁾ Dz.U. C 293 z 18.8.2023, s. 112.

⁽²⁾ Dz.U. C, C/2023/253 z 26.10.2023, ELI: <http://data.europa.eu/eli/C/2023/253/oj>.

⁽³⁾ Stanowisko Parlamentu Europejskiego z dnia 11 kwietnia 2024 r. (dotychczas nieopublikowane w Dzienniku Urzędowym) oraz decyzja Rady z dnia 21 maja 2024 r.

⁽⁴⁾ Dz.U. L 198 z 22.7.2006, s. 18.

struktury rynku energii elektrycznej – kierunek działania”, oprócz określenia dodatkowych krótkoterminowych środków mających na celu rozwiązanie problemu wysokich cen energii, wskazano potencjalne obszary poprawy struktury rynku energii elektrycznej i zapowiedziano zamiar przeprowadzenia oceny tych obszarów w celu zmiany ram prawnych.

- (5) Aby pilnie zająć się kryzysem związanym z cenami energii elektrycznej i problemami związanymi z bezpieczeństwem energetycznym oraz rozwiązać problem skoków cen dla obywateli, Unia przyjęła kilka aktów prawnych, takich jak rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/1032⁽⁵⁾ ustanawiające solidny system magazynowania gazu oraz rozporządzenie Rady (UE) 2022/1369⁽⁶⁾ przewidujące skuteczne środki zmniejszania zapotrzebowania na gaz i energię elektryczną, rozporządzenie Rady (UE) 2022/1854⁽⁷⁾ ustanawiające systemy ograniczania cen w celu uniknięcia nieoczekiwanych zysków na rynkach zarówno gazu, jak i rozporządzenie Rady energii elektrycznej oraz (UE) 2022/2577⁽⁸⁾ ustanawiające środki mające przyspieszyć procedury wydawania pozwoleń dla instalacji wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych.
- (6) Dobrze zintegrowany rynek energii oparty na rozporządzeniach Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999⁽⁹⁾, (UE) 2019/942⁽¹⁰⁾ i (UE) 2019/943⁽¹¹⁾ oraz dyrektywach (UE) 2018/2001⁽¹²⁾, (UE) 2018/2002⁽¹³⁾ i dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944⁽¹⁴⁾, wspólnie określanych jako pakiet „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, przyjęty w 2018 i 2019 r. (zwany dalej „pakietem »Czysta energia«”), umożliwia Unii czerpanie korzyści gospodarczych z jednolitego rynku energii w każdych okolicznościach, zapewniając bezpieczeństwo dostaw przy utrzymaniu procesu dekarbonizacji, aby osiągnąć unijny cel neutralności klimatycznej. Transgraniczne połączenia międzysystemowe zapewniają również bezpieczniejszą, bardziej niezawodną i sprawniejszą pracę systemów elektroenergetycznych, a także większą odporność na krótkoterminowe wstrząsy cenowe.
- (7) Wzmocnienie wewnętrznego rynku energii oraz osiągnięcie celów transformacji klimatycznej i energetycznej wymaga znacznej modernizacji sieci elektroenergetycznej w Unii, aby sieć ta była w stanie sprostać istotnym wzrostom mocy wytwórczej energii ze źródeł odnawialnych, zmienności wytwarzanej ilości energii w zależności od warunków pogodowych oraz zmieniającym się wzorcom przepływu energii elektrycznej w Unii, oraz aby sieć ta była w stanie sprostać nowemu popytowi, na przykład na pojazdy elektryczne i pompy ciepła. Inwestycje w sieci, w ramach danego państwa i sieci transgraniczne, mają kluczowe znaczenie dla właściwego funkcjonowania wewnętrznego rynku energii elektrycznej, w tym dla bezpieczeństwa dostaw. Takie inwestycje są konieczne, aby dostosować energię ze źródeł odnawialnych i popyt na nią w kontekście, w którym są one geograficznie oddalone od siebie bardziej niż w przeszłości, a ostatecznie aby osiągnąć unijne cele w zakresie klimatu i energii. W związku z tym każda reforma unijnego rynku energii elektrycznej powinna przyczynić się do większego zintegrowania europejskiej sieci elektroenergetycznej w celu zapewnienia, aby każde państwo członkowskie osiągnęło poziom międzysystemowych połączeń elektroenergetycznych zgodnie z celem w zakresie elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych na 2030 r. wynoszącym co najmniej 15 %, zgodnie z art. 4 lit. d) pkt 1 rozporządzenia (UE) 2018/1999, aby ta zdolność połączeń wzajemnych była w jak największym stopniu wykorzystywana w handlu transgranicznym oraz aby unijna sieć elektroenergetyczna i infrastruktura konektywności były budowane lub modernizowane, czego przykładem są unijne projekty będące przedmiotem wspólnego zainteresowania ustanowione zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/869⁽¹⁵⁾. Wszystkim obywatelom i przedsiębiorstwom Unii należy zapewnić odpowiednią konektywność, ponieważ może to zapewnić

⁽⁵⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/1032 z dnia 29 czerwca 2022 r. w sprawie zmiany rozporządzeń (UE) 2017/1938 i (WE) nr 715/2009 w odniesieniu do magazynowania gazu (Dz.U. L 173 z 30.6.2022, s. 17).

⁽⁶⁾ Rozporządzenie Rady (UE) 2022/1369 z dnia 5 sierpnia 2022 r. w sprawie skoordynowanych środków zmniejszających zapotrzebowanie na gaz (Dz.U. L 206 z 8.8.2022, s. 1).

⁽⁷⁾ Rozporządzenie Rady (UE) 2022/1854 z dnia 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii (Dz.U. L 261 I z 7.10.2022, s. 1).

⁽⁸⁾ Rozporządzenie Rady (UE) 2022/2577 z dnia 22 grudnia 2022 r. ustanawiające ramy służące przyspieszeniu wdrażania rozwiązań w zakresie energii odnawialnej (Dz.U. L 335 z 29.12.2022, s. 36).

⁽⁹⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz.U. L 328 z 21.12.2018, s. 1).

⁽¹⁰⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz.U. L 158 z 14.6.2019, s. 22).

⁽¹¹⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.U. L 158 z 14.6.2019, s. 54).

⁽¹²⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U. L 328 z 21.12.2018, s. 82).

⁽¹³⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Dz.U. L 328 z 21.12.2018, s. 210).

⁽¹⁴⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz.U. L 158 z 14.6.2019, s. 125).

⁽¹⁵⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/869 z dnia 30 maja 2022 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, zmiany rozporządzeń (WE) nr 715/2009, (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 oraz dyrektyw 2009/73/WE i (UE) 2019/944 oraz uchylenia rozporządzenia (UE) nr 347/2013 (Dz.U. L 152 z 3.6.2022, s. 45).

im znaczne możliwości uczestnictwa w transformacji energetycznej i transformacji cyfrowej Unii. Szczególną uwagę należy poświęcić regionom najbardziej oddalonym, o których mowa w art. 349 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE), który uznaje ich szczególne ograniczenia i przewiduje przyjęcie względem nich szczególnych środków.

- (8) Obecna struktura rynku energii elektrycznej przyczynia się, między innymi, do powstawania nowych i innowacyjnych produktów, usług i środków na detalicznych rynkach energii elektrycznej, a jednocześnie sprzyja efektywności energetycznej i upowszechnianiu energii ze źródeł odnawialnych oraz zwiększa możliwości wyboru, aby konsumenci mogli otrzymywać niższe rachunki za energię, w tym dzięki małym instalacjom wytwórczym i nowym usługom w zakresie odpowiedzi odbioru. Wykorzystanie i realizacja potencjału cyfryzacji systemu energetycznego, na przykład w formie aktywnej partycypacji konsumentów, są jednymi z kluczowych elementów przyszłych rynków i systemów energii elektrycznej w Unii. Jednocześnie należy szanować wybory dokonywane przez konsumentów i umożliwiać im korzystanie z różnych ofert zawarcia umowy oraz chronić odbiorców będących gospodarstwami domowymi przed wysokimi cenami w czasie kryzysu energetycznego. Integracja systemu energetycznego przewidziana jest jako planowanie i funkcjonowanie systemu energetycznego jako całości, z uwzględnieniem poszczególnych nośników energii, infrastruktur i sektorów zużycia energii, poprzez stworzenie między nimi silniejszych powiązań, w synergii między nimi i przy wsparciu cyfryzacji, w celu zapewnienia bezpiecznej, niezawodnej i zrównoważonej energii po przystępnej cenie.
- (9) W kontekście kryzysu energetycznego obecna struktura rynku energii elektrycznej ujawniła pewne niedociągnięcia i nieoczekiwane konsekwencje związane z wpływem wysokich i niestabilnych cen paliw kopalnych na krótkoterminowe rynki energii elektrycznej, narażające gospodarstwa domowe i przedsiębiorstwa na znaczne skoki cen i wpływające na wysokość ich rachunków za energię elektryczną.
- (10) Szybsze wdrażanie energii ze źródeł odnawialnych oraz czystych elastycznych technologii stanowi najbardziej zrównoważony i racjonalny pod względem kosztów sposób strukturalnego zmniejszenia zapotrzebowania na paliwa kopalne służące wytwarzaniu energii elektrycznej i umożliwiania bezpośredniego zużycia energii elektrycznej poprzez zelektryfikowanie zapotrzebowania na energię i integrację systemu energetycznego. Dzięki niskim kosztom operacyjnym odnawialne źródła energii mogą pozytywnie wpływać na ceny energii elektrycznej w całej Unii i zmniejszyć zużycie paliw kopalnych.
- (11) Zmiany w strukturze rynku energii elektrycznej powinny sprawić, aby z rosnącego wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych i transformacji energetycznej korzyści odnieśli konsumenci, również ci szczególnie wrażliwi, i aby ostatecznie chronili ich przed kryzysami energetycznymi i nie dopuścili do tego, aby więcej odbiorców będących gospodarstwami domowymi znalazło się w pułapce ubóstwa energetycznego. Zmiany te powinny złagodzić wpływ wysokich cen paliw kopalnych, w szczególności gazu, na ceny energii elektrycznej, aby umożliwić odbiorcom będącym gospodarstwami domowymi i przedsiębiorstwom czerpanie długoterminowych korzyści z przystępnej cenowo i bezpiecznej energii ze zrównoważonych źródeł odnawialnych i niskoemisyjnych, a także wpływ energooszczędnych rozwiązań w obniżaniu ogólnych kosztów energii, co może zmniejszyć potrzebę rozbudowy sieci energetycznej i zwiększenia zdolności wytwórczych.
- (12) Reforma struktury rynku energii elektrycznej zmierza do osiągnięcia przystępnych i konkurencyjnych cen energii elektrycznej dla wszystkich konsumentów. W związku z tym reforma ta powinna przynieść korzyści nie tylko odbiorcom będącym gospodarstwami domowymi, ale również sprzyjać konkurencyjności branż unijnego przemysłu, ułatwiając im inwestowanie w czyste technologie, których potrzebują, aby osiągnąć swoje cele neutralności emisyjnej. Transformacja energetyczna w Unii musi opierać się na solidnej podstawie, jaką jest produkcja czystych technologii. Reformy te będą wspierać przystępną cenowo elektryfikację przemysłu oraz pozycję Unii jako światowego lidera badań naukowych i innowacji w dziedzinie czystych technologii energetycznych.
- (13) Dobrze funkcjonujące i wydajne rynki krótkoterminowe są kluczowym narzędziem wprowadzania energii odnawialnej i źródeł elastyczności na rynek energii elektrycznej oraz umożliwiają integrację systemu energetycznego w sposób racjonalny pod względem kosztów.
- (14) Rynki dnia bieżącego mają szczególne znaczenie dla włączania zmiennych odnawialnych źródeł energii do systemu elektroenergetycznego po jak najniższych kosztach, ponieważ dają one uczestnikom rynku możliwość obrotu niedoborami lub nadwyżką energii elektrycznej bliżej momentu dostawy. Ponieważ wytwórcy energii ze zmiennych źródeł odnawialnych są w stanie dokładnie oszacować swoją produkcję dopiero wówczas, gdy zbliża się moment dostawy, należy koniecznie zapewnić im zmaksymalizowanie możliwości obrotu dzięki dostępowi do płynnego rynku jak najbliżej momentu dostarczenia energii elektrycznej. Czas zamknięcia bramki na międzystrefowym rynku dnia bieżącego należy zatem skrócić i ustalić bliżej czasu rzeczywistego, aby zmaksymalizować możliwości uczestników rynku w zakresie obrotu niedoborami i nadwyżkami energii elektrycznej oraz przyczynić się do lepszej integracji zmiennych odnawialnych źródeł energii w systemie elektroenergetycznym. W przypadku gdy zmiana ta stwarza ryzyko dla bezpieczeństwa dostaw i aby umożliwić racjonalne pod względem kosztów przejście na krótszy czas zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego, operatorzy systemów przesyłowych powinni mieć możliwość wystąpienia o odstępstwo, na podstawie oceny skutków i pod warunkiem zatwierdzenia przez właściwy organ regulacyjny, w celu otrzymania przedłużenia terminu wdrożenia. Wniosek o odstępstwo powinien

zawierać plan działania obejmujący konkretne kroki w kierunku wdrożenia nowego czasu zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego.

- (15) Ważne jest zatem, aby rynki dnia bieżącego dostosowały się do udziału technologii energii ze zmiennych źródeł odnawialnych, takich jak energia słoneczna i wiatrowa, a także do udziału odpowiedzi odbioru i magazynowania energii. Płynność rynków dnia bieżącego powinna się poprawić dzięki dzieleniu się arkuszami zleceń przez operatorów rynku w obrębie obszaru rynkowego również wtedy, gdy międzyobszarowe zdolności przesyłowe są ustalone na poziomie zerowym, lub po zamknięciu bramki rynku dnia bieżącego. Aby zapewnić prowadzenie wspólnych arkuszy zleceń przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej (NEMO) dla przedziałów czasowych jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego, NEMO powinni składać wszystkie zlecenia na produkty dnia następnego i dnia bieżącego oraz produkty o takiej samej charakterystyce w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego oraz nie powinni organizować obrotu produktami przeznaczonymi do obrotu na rynku dnia następnego ani dnia bieżącego ani produktami o takiej samej charakterystyce poza jednolitym łączeniem rynków dnia następnego i dnia bieżącego. Aby zaradzić nieodłącznemu ryzyku dyskryminacji w obrocie produktami przeznaczonymi do obrotu na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego oraz poza nim, a także wynikającemu z tego odplywowi płynności na unijnych połączonych rynkach energii elektrycznej, obowiązek ten powinien mieć zastosowanie do NEMO, przedsiębiorstw, które bezpośrednio lub pośrednio sprawują kontrolę nad NEMO, oraz do przedsiębiorstw, które są bezpośrednio lub pośrednio kontrolowane przez NEMO. Aby zwiększyć przejrzystość na rynkach, uczestnicy rynku powinni w stosownych przypadkach przekazywać informacje według jednostek wytwórczych, bez uszczerbku dla przedstawiania ofert zgodnie z odpowiednimi ramami w każdym państwie członkowskim.
- (16) Oprócz tego krótkoterminowe rynki energii elektrycznej powinny zapewnić małym dostawcom usług w zakresie elastyczności możliwość uczestnictwa poprzez obniżenie minimalnej wielkości oferty.
- (17) Aby zapewnić skuteczną integrację energii elektrycznej wytwarzanej ze zmiennych odnawialnych źródeł energii oraz zmniejszyć zapotrzebowanie na wytwarzanie energii elektrycznej z paliw kopalnych w sytuacjach regionalnego lub obejmującego całą Unię kryzysu związanego z cenami energii elektrycznej, państwa członkowskie powinny mieć możliwość zwrócenia się do operatorów systemów, aby zaproponowali udzielenie zamówienia na produkt wygładzający profil zapotrzebowania, tak aby dodatkowa odpowiedź odbioru przyczyniała się do zmniejszania zużycia w systemie elektroenergetycznym. Właściwy organ regulacyjny powinien ocenić wniosek dotyczący produktu wygładzający profil zapotrzebowania pod kątem zmniejszenia zapotrzebowania na energię elektryczną i zmniejszenia wpływu na hurtową cenę energii elektrycznej w godzinach szczytu. Ponieważ produkt wygładzający profil zapotrzebowania ma na celu zmniejszenie zużycia energii elektrycznej i przesunięcie go w czasie oraz aby uniknąć wzrostu emisji gazów cieplarnianych, aktywacja produktu wygładzającego profil zapotrzebowania nie powinna powodować rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej z paliw kopalnych ulokowanego za punktem pomiarowym. Ze względu na to, że zamierza się stosować produkt wygładzający profil zapotrzebowania wyłącznie w sytuacjach ograniczonych do regionalnego lub obejmującego całą Unię kryzysu związanego z cenami energii elektrycznej, może on zostać zamówiony z maksymalnie tygodniowym wyprzedzeniem w stosunku do uwolnienia dodatkowych zdolności w zakresie odpowiedzi odbioru. Operatorzy systemów powinni być w stanie aktywować produkt wygładzający profil zapotrzebowania w przedziale czasowym przed rynkiem dnia następnego lub w jego trakcie. Alternatywnie, powinna istnieć możliwość automatycznego aktywowania produktu wygładzającego profil zapotrzebowania w oparciu o wcześniej określoną cenę energii elektrycznej. Aby zweryfikować wielkość zmniejszenia zużycia energii elektrycznej, operator systemu powinien zastosować poziom bazowy odzwierciedlający przewidywane zużycie energii elektrycznej bez aktywacji produktu wygładzającego profil zapotrzebowania, a po konsultacji z uczestnikami rynku powinien opracować metodykę określania poziomu bazowego. Metodyka ta powinna zostać zatwierdzona przez właściwy organ regulacyjny. ACER powinien ocenić wpływ stosowania produktów wygładzających profil zapotrzebowania na unijny rynek energii elektrycznej, biorąc pod uwagę fakt, że zapotrzebowanie na produkty wygładzające profil nie powinno nadmiernie zakłócać funkcjonowania rynków energii elektrycznej ani powodować przekierowania odpowiedzi odbioru na produkty wygładzające profil zapotrzebowania, oraz powinien mieć możliwość wydawania zaleceń dla organów regulacyjnych, które należy uwzględnić w ich ocenie na szczeblu krajowym. Ponadto ACER powinien ocenić wpływ opracowywania produktów wygładzających profil zapotrzebowania na unijny rynek energii elektrycznej w normalnych okolicznościach. Na podstawie tej oceny Komisja powinna mieć możliwość, w stosownych przypadkach, przedłożenia wniosku ustawodawczego w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) 2019/943 w celu wprowadzenia produktów wygładzających profil zapotrzebowania poza sytuacjami kryzysowymi związanymi z cenami energii elektrycznej.
- (18) Aby móc aktywnie uczestniczyć w rynkach energii elektrycznej i zapewnić elastyczność, konsumenci są stopniowo wyposażani w inteligentne liczniki. W wielu państwach członkowskich wprowadzanie inteligentnych systemów pomiarowych nadal przebiega jednak powoli, zatem te państwa członkowskie muszą poprawić warunki instalacji inteligentnych systemów pomiarowych, aby jak najszybciej osiągnąć pełny zasięg. Operatorzy systemów przesyłowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz właściwi uczestnicy rynku, w tym niezależni agregatorzy, powinni jednak mieć możliwość korzystania, za zgodą odbiorcy końcowego, z danych ze specjalnych urządzeń pomiarowych, zgodnie z art. 23 i 24 dyrektywy (UE) 2019/944 i innymi odpowiednimi przepisami prawa Unii, w tym przepisami o ochronie danych i prywatności, w szczególności rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679⁽¹⁶⁾. Ponadto jedynie w przypadkach, gdy inteligentne systemy pomiarowe nie są jeszcze

⁽¹⁶⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (Dz.U. L 119 z 4.5.2016, s. 1).

zainstalowane lub gdy inteligentne systemy pomiarowe nie zapewniają wystarczającego poziomu szczegółowości danych, operatorzy systemów przesyłowych i operatorzy systemów dystrybucyjnych powinni, za zgodą odbiorcy końcowego, mieć możliwość wykorzystywania danych ze specjalnych urządzeń pomiarowych na potrzeby obserwowalności i rozliczania usług w zakresie elastyczności, takich jak odpowiedź odbioru i magazynowanie energii. Umożliwienie wykorzystania danych ze specjalnych urządzeń pomiarowych na potrzeby obserwowalności i rozliczeń powinno ułatwić aktywny udział odbiorców końcowych w rynku oraz rozwój ich odpowiedzi odbioru. Wykorzystywanie danych z tych specjalnych urządzeń pomiarowych powinno być zgodne z wymogami jakościowymi dotyczącymi danych.

- (19) Niniejsze rozporządzenie ustanawia podstawę prawną przetwarzania danych osobowych zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2016/679. Państwa członkowskie powinny zapewnić przestrzeganie wszystkich zasad i obowiązków w zakresie przetwarzania danych osobowych określonych w rozporządzeniu (UE) 2016/679, m.in. dotyczących minimalizacji danych. W przypadku gdy cel niniejszego rozporządzenia można osiągnąć bez przetwarzania danych osobowych, administratorzy danych powinni korzystać z danych zanonimizowanych i zagregowanych.
- (20) Konsumenci i dostawcy potrzebują skutecznych i wydajnych rynków terminowych, które pokryłyby ich długoterminową ekspozycję cenową i zmniejszyły ich zależność od cen krótkoterminowych. W celu zapewnienia, aby odbiorcy energii w całej Unii mogli w pełni korzystać z zalet zintegrowanych rynków energii elektrycznej i konkurencji w całej Unii, Komisja powinna ocenić wpływ możliwych środków mających na celu poprawę funkcjonowania unijnych rynków terminowych energii elektrycznej, takich jak częstotliwość alokacji, termin zapadalności i charakter długoterminowych praw przesyłowych, sposoby wzmocnienia rynku wtórnego i ewentualne wprowadzenie regionalnych wirtualnych hubów.
- (21) Część oceny dotycząca ewentualnego wprowadzenia regionalnych wirtualnych hubów powinna obejmować m.in. skutki dla istniejących wcześniej umów międzyrządowych związanych z transgraniczną współwłasnością elektrowni. Jeżeli zostaną wprowadzone, regionalne wirtualne huby będą odzwierciedlać zagregowaną cenę kilku obszarów rynkowych i zapewniać cenę referencyjną, która powinna być wykorzystywana przez operatorów rynku do oferowania terminowych instrumentów zabezpieczających. W tym kontekście regionalnych wirtualnych hubów nie należy rozumieć jako podmiotów pośredniczących w zawieraniu transakcji lub realizujących transakcje. Regionalne wirtualne huby, zapewniając indeks cen referencyjnych, będą umożliwiać grupowanie płynności i zapewniać uczestnikom rynku dodatkowe możliwości zabezpieczenia. W celu zapewnienia jednolitych warunków wykonywania niniejszego rozporządzenia należy powierzyć Komisji uprawnienia wykonawcze do dalszego określania, w razie potrzeby, środków i narzędzi dotyczących struktury unijnych rynków terminowych energii elektrycznej, w tym w odniesieniu do wprowadzenia regionalnych wirtualnych hubów. Uprawnienia te powinny być wykonywane zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 182/2011⁽¹⁷⁾.
- (22) Aby zwiększyć możliwości uczestników rynku w zakresie zabezpieczenia, należy rozszerzyć rolę wspólnej platformy alokacji ustanowionej zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/1719⁽¹⁸⁾. Wspólna platforma alokacji powinna występować jako podmiot oferujący alokację oraz ułatwiający obrót finansowymi długoterminowymi prawami przesyłowymi w imieniu operatorów systemów przesyłowych między różnymi obszarami rynkowymi i, w stosownych przypadkach, regionalnymi wirtualnymi hubami.
- (23) Aby zachęcać operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych do korzystania z usług w zakresie elastyczności, taryfy sieciowe powinny szerzej tworzyć innowacyjne rozwiązania w celu optymalizacji istniejącej sieci i zamawiania usług w zakresie elastyczności, w szczególności odpowiedzi odbioru lub magazynowania energii. W tym celu taryfy sieciowe powinny być tak zaprojektowane, aby uwzględniały koszty operacyjne i nakłady inwestycyjne operatorów systemów lub efektywną kombinację obu tych elementów, tak aby mogli oni obsługiwać system elektroenergetyczny w sposób racjonalny pod względem kosztów. Wymóg odzwierciedlania kosztów nie powinien ograniczać możliwości efektywnego rozdziału kosztów, gdy stosowane są opłaty sieciowe różniące się w zależności od miejsca lub czasu. Pomogłoby to dodatkowo w integracji energii ze źródeł odnawialnych po jak najniższych kosztach dla systemu elektroenergetycznego i umożliwiłoby odbiorcom końcowym wycenę ich rozwiązań w zakresie elastyczności. Organy regulacyjne będą odgrywać kluczową rolę w zapewnieniu wystarczających inwestycji w niezbędny rozwój, rozbudowę i wzmocnienie sieci. Organy regulacyjne powinny propagować akceptację społeczną i stosowanie inwestycji wyprzedzających, zachęcając do przyspieszenia rozwoju sieci w celu realizacji przyspieszonego wdrażania wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, w tym, w stosownych przypadkach, na wyznaczonych obszarach przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz inteligentnie zarządzanego popytu na energię elektryczną.
- (24) Morskie odnawialne źródła energii, takie jak morska energia wiatrowa, energia oceaniczna i pływająca fotowoltaika, odegrają zasadniczą rolę w budowaniu systemu energetycznego w dużej mierze opartego na energii ze źródeł

⁽¹⁷⁾ 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).

⁽¹⁸⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz.U. L 259 z 27.9.2016, s. 42).

odnawialnych oraz w dążeniu do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. Istnieją jednak poważne przeszkody utrudniające ich szersze i skuteczne wdrażanie, co uniemożliwia masowe zwiększenie skali konieczne do realizacji tych celów. Podobne przeszkody mogą pojawić się w przyszłości w przypadku innych technologii morskich. W celu zmniejszenia ryzyka inwestycyjnego dla podmiotów realizujących projekty morskie, rozwój tych projektów można ułatwiać za pomocą takich instrumentów jak umowy zakupu energii elektrycznej (PPA) lub dwukierunkowe kontrakty różnicowe. W przypadku morskich projektów hybrydowych połączonych z więcej niż jednym rynkiem na morskim obszarze rynkowym istnieje dodatkowe ryzyko związane z wyjątkową sytuacją topograficzną związaną z dostępem do rynku. Aby zmniejszyć ryzyko w przypadku takich projektów, operatorzy systemu przesyłowego powinni zapewniać rekompensatę, jeżeli w zatwierdzonych wynikach wyznaczania zdolności przesyłowych albo nie udostępnił zdolności uzgodnionych w umowach przyłączeniowych dotyczących połączenia wzajemnego albo nie udostępnił zdolności na krytycznych elementach sieci zgodnie z zasadami wyznaczania zdolności przesyłowych określonymi w art. 16 ust. 8 rozporządzenia (UE) 2019/943 lub w obu tych przypadkach. Operatorzy systemów przesyłowych nie powinni zapewniać rekompensaty, jeżeli w zatwierdzonych wynikach wyznaczania zdolności przesyłowych udostępnił zdolność połączenia wzajemnego na poziomie lub powyżej wymogów umowy o przyłączeniu, a także zdolność na krytycznych elementach sieci zgodnie z przepisami określonymi w art. 16 ust. 8 rozporządzenia (UE) 2019/943. W odpowiedniej umowie przyłączeniowej zawieranej z operatorem elektrowni morskiej wytwarzającej energię elektryczną ze źródeł odnawialnych operatorzy systemów przesyłowych powinni dążyć do zapewnienia całkowitej uzgodnionej zdolności jako stałej, a nie elastycznej, oraz zgodnej z ramami umów przyłączeniowych ustanowionymi w dyrektywie (UE) 2019/944. Państwa członkowskie powinny być informowane o umowie przyłączeniowej z odpowiednim wyprzedzeniem. Rekompensata powinna być wypłacana wtedy, gdy dostępne zdolności przesyłowe są zmniejszone w takim stopniu, że pełna ilość wytworzonej energii elektrycznej, którą morska elektrownia wytwarzająca energię elektryczną ze źródeł odnawialnych byłaby w stanie wyeksportować, nie może zostać dostarczona na sąsiadujące rynki, albo wtedy, gdy pomimo możliwości eksportu następuje odpowiedni spadek cen w morskim obszarze rynkowym z powodu zmniejszenia zdolności w porównaniu do sytuacji bez zmniejszenia zdolności, albo w obu tych przypadkach. Rekompensata powinna być wypłacana z dochodu z ograniczeń przesyłowych. Powinna ona mieć zastosowanie w przypadkach, w których co najmniej jeden operator systemu przesyłowego nie udostępnił wystarczającej zdolności dostępnej do eksportu zdolności wytwarzania energii elektrycznej na swoim odpowiednim połączeniu wzajemnym do wysokości zdolności uzgodnionej w umowie przyłączeniowej, oraz powinna być zapewniana przez tego operatora. W interesie sprawiedliwości regionalnej, jeżeli niewystarczająca zdolność wynika z faktu, że inni operatorzy systemów przesyłowych nie udostępnił zdolności na swoich krytycznych elementach sieci, zgodnie z zasadami wyznaczania zdolności przesyłowych określonymi w art. 16 ust. 8 rozporządzenia (UE) 2019/943, koszty rekompensaty powinny być dzielone proporcjonalnie między tych operatorów systemów przesyłowych zgodnie z zasadą „zanieczyszczający płaci”. Ponadto wszelkie rekompensaty nieobjęte tym proporcjonalnym podziałem mogą zostać podzielone między odpowiednie strony w państwach członkowskich zaangażowanych w morski projekt hybrydowy w ramach ustaleń dotyczących podziału kosztów. Rekompensata ta nie powinna prowadzić do nadmiernej rekompensaty i ma na celu zrównoważenie zmniejszonych przychodów operatorów elektrowni wytwarzających energię elektryczną z morskich źródeł odnawialnych ze względu na ograniczony dostęp do wzajemnie połączonych rynków. Powinna być związana wyłącznie z dostępnymi na rynku zdolnościami wytwórczymi, które mogą być zależne od warunków pogodowych i które nie powinny uwzględniać działań w ramach projektu morskiego związanych z wyłączeniami i konserwacją. Rekompensata w przypadku braku dostępu do sieci przesyłowej nie powinna być interpretowana jako dysponowanie priorytetowe i należy ją dostosować do zasad niedyskryminacji i maksymalizacji międzyobszarowych handlowych zdolności przesyłowych zgodnie z art. 16 ust. 4 rozporządzenia (UE) 2019/943. Ponadto nie należy stosować podwójnej rekompensaty za to samo ryzyko objęte tym przepisem, na przykład jeżeli ryzyko jest już objęte kontraktem różnicowym lub innym odpowiednim systemem wsparcia. Szczegóły tego mechanizmu rozliczania rekompensat oraz metodyki wdrażania, które mają zostać opracowane, w tym warunki, na jakich środek może wygasnąć, takie jak istnienie wystarczającego popytu w morskim obszarze rynkowym, na przykład duży elektrolizer, lub bezpośredni dostęp do wystarczającej liczby rynków, aby uniknąć ryzyka, mają zostać dopracowane w akcie wykonawczym, w tym, w stosownych przypadkach, poprzez zmiany w rozporządzeniu Komisji (UE) 2015/1222⁽¹⁹⁾.

- (25) Na rynku hurtowym dnia następnego oferty elektrowni o najniższych kosztach krańcowych są dysponowane w pierwszej kolejności, ale cena dla wszystkich uczestników rynku jest ustalana przez ostatnią elektrownię niezbędną do pokrycia zapotrzebowania, czyli elektrownię, która ma najwyższe koszty krańcowe w momencie rozliczenia rynków. W tym kontekście kryzys energetyczny pokazał, że gwałtowny wzrost cen gazu i węgla kamiennego może prowadzić do wyjątkowego i trwałego wzrostu cen, po jakich jednostki wytwarzania energii wykorzystujące gaz i węgiel składają oferty na hurtowym rynku dnia następnego. To z kolei doprowadziło do wyjątkowo wysokich cen na rynku dnia następnego w całej Unii, ponieważ jednostki wytwarzania energii wykorzystujące gaz i węgiel są często zakładami o najwyższych kosztach krańcowych niezbędnych do zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną.
- (26) Z uwagi na rolę ceny na rynku dnia następnego jako punktu odniesienia dla ceny na innych hurtowych rynkach energii elektrycznej oraz na fakt, że wszyscy uczestnicy rynku otrzymują cenę rozliczeniową, technologie o znacznie niższych kosztach krańcowych stale odnotowują wysokie przychody.

⁽¹⁹⁾ 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).

- (27) Aby osiągnąć unijne cele w zakresie dekarbonizacji oraz cele określone w planie REPowerEU, pozwalające zwiększyć niezależność energetyczną, Unia musi znacznie przyspieszyć wdrażanie odnawialnych źródeł energii. Ze względu na potrzeby inwestycyjne, których spełnienie jest niezbędne do osiągnięcia tych celów, rynek powinien zapewnić długoterminowy sygnał cenowy.
- (28) W tym kontekście państwa członkowskie powinny dążyć do stworzenia odpowiednich warunków rynkowych dla długoterminowych instrumentów rynkowych, takich jak PPA. PPA są dwustronnymi umowami zakupu, między wytwórcami a nabywcami energii elektrycznej, które są zawierane na zasadzie dobrowolności i w oparciu o warunki cen rynkowych bez interwencji regulacyjnych w zakresie ustalania cen. Zapewniają one odbiorcy długoterminową stabilność cen i dają pewność niezbędną do podjęcia decyzji inwestycyjnej przez wytwórcę. Niemniej jednak tylko kilka państw członkowskich posiada aktywne rynki PPA, a nabywcy ograniczają się zazwyczaj do dużych przedsiębiorstw między innymi dlatego, że w przypadku PPA występują różne bariery – w szczególności są to trudności w pokryciu ryzyka niewywiązania się z płatności przez nabywcę w ramach tych umów długoterminowych. Państwa członkowskie powinny uwzględnić potrzebę stworzenia dynamicznego rynku PPA przy określaniu polityk służących osiągnięciu celów w zakresie dekarbonizacji energii wyznaczonych w ich zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu. Opracowując środki mające bezpośredni wpływ na PPA, państwa członkowskie powinny respektować ewentualne uzasadnione oczekiwania i uwzględnić wpływ tych środków na istniejące i przyszłe PPA.
- (29) Zgodnie z dyrektywą (UE) 2018/2001 państwa członkowskie mają oceniać bariery regulacyjne i administracyjne dla długoterminowych PPA dotyczących odnawialnej energii, usuwać nieuzasadnione bariery dla takich umów oraz nieproporcjonalne lub dyskryminujące procedury lub opłaty, i promować upowszechnianie takich umów. Ponadto w swoich zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu państwa członkowskie opisują polityki i środki ułatwiające upowszechnianie PPA dotyczących odnawialnej energii. Bez uszczerbku dla tego obowiązku składania sprawozdań na temat kontekstu regulacyjnego wpływającego na rynek PPA państwa członkowskie powinny zapewnić, aby instrumenty służące zmniejszeniu ryzyka finansowego związanego z niewywiązywaniem się nabywcy z długoterminowych zobowiązań płatniczych w ramach PPA były dostępne dla odbiorców, którzy napotykają bariery utrudniające wejście na rynek PPA i nie znajdują się w trudnej sytuacji finansowej. Państwa członkowskie powinny być w stanie podjąć decyzję o ustanowieniu systemu gwarancji po cenach rynkowych, jeżeli prywatne gwarancje nie są dostępne lub są niewystarczająco dostępne. W przypadku gdy państwo członkowskie ustanowiło taki system gwarancji powinno ono wprowadzić przepisy zapobiegające obniżeniu płynności na rynkach energii elektrycznej, na przykład poprzez stosowanie finansowych PPA. Państwa członkowskie mogłyby podjąć decyzję o ułatwieniu agregacji popytu na PPA ze strony klientów, którzy indywidualnie napotykają bariery utrudniające wejście na rynek PPA, ale razem powinny być w stanie stworzyć atrakcyjną dla producentów ofertę PPA. Państwa członkowskie nie powinny udzielać wsparcia na rzecz PPA w celu zakupu energii elektrycznej wytwarzanej z paliw kopalnych. Państwa członkowskie powinny mieć możliwość ograniczenia się do wyłącznego wsparcia systemów gwarancji, które wspierają nową produkcję energii ze źródeł odnawialnych, zgodnie z ich politykami dekarbonizacji, w szczególności w przypadku, gdy rynek PPA w zakresie odnawialnych źródeł energii nie jest wystarczająco rozwinięty. Chociaż domyślnym podejściem powinna być niedyskryminacja konsumentów, państwa członkowskie mogłyby zdecydować o ukierunkowaniu tych instrumentów na konkretne kategorie konsumentów przy zastosowaniu obiektywnych i niedyskryminacyjnych kryteriów. W tym kontekście państwa członkowskie powinny zapewnić odpowiednią koordynację, w tym z instrumentami zapewnianymi na szczeblu unijnym na przykład przez Europejski Bank Inwestycyjny (EBI).
- (30) Państwa członkowskie dysponują kilkoma instrumentami wspierającymi rozwój rynków PPA przy projektowaniu i przyznawaniu wsparcia publicznego. Stworzenie podmiotom realizującym projekty w zakresie energii odnawialnej uczestniczącym w przetargu na wsparcie publiczne możliwości rezerwowania części wytworzonej energii na sprzedaż za pośrednictwem PPA byłoby korzystne dla rynków PPA i sprzyjałoby ich rozwojowi. Ponadto w ramach oceny ofert w takich przetargach państwa członkowskie powinny dążyć do stosowania kryteriów zachęcających do ułatwienia dostępu do rynku PPA podmiotom, które napotykają bariery utrudniające wejście na rynek, takim jak małe i średnie przedsiębiorstwa – pierwszeństwo przyznawano by oferentom, którzy przedstawili podpisane PPA lub zobowiązanie do podpisania PPA w odniesieniu do części energii wytworzonej w ramach projektu ze strony jednego lub kilku potencjalnych nabywców, którzy napotykają trudności w dostępie do rynku PPA.
- (31) Aby przyczynić się do przejrzystości i rozwoju rynków PPA na poziomie Unii i państw członkowskich, ACER powinien publikować roczną ocenę tych rynków, oceniać potrzebę opracowania i wydania dobrowolnych wzorów PPA oraz ich dopracowania, jeżeli w ocenie stwierdzono taką potrzebę.
- (32) Państwa członkowskie powinny zwracać szczególną uwagę na transgraniczne PPA i usuwać nieuzasadnione bariery szczególnie z nimi związane, umożliwiając konsumentom w państwach członkowskich o ograniczonej zdolności niedyskryminacyjny dostęp do energii wytwarzanej w innych regionach.

- (33) Jeżeli na podstawie odnośnej oceny Komisja stwierdzi, że państwa członkowskie potrzebują wsparcia w usuwaniu barier na rynkach PPA, powinna mieć możliwość opracowania szczegółowych wskazówek. Głównym celem takich wskazówek powinno być usunięcie barier uniemożliwiających ekspansję rynków PPA, w tym PPA transgranicznych. Takie bariery mogą przybierać różne formy, począwszy od barier regulacyjnych, w szczególności nieproporcjonalnych lub dyskryminujących procedur lub opłat, po rolę gwarancji pochodzenia lub sposób traktowania PPA w zakresie dostępu potencjalnych odbiorców do rozwiązań dotyczących finansowania.
- (34) W rozporządzeniu (UE) 2018/1999 przewidziano wykorzystanie unijnego mechanizmu finansowania energii ze źródeł odnawialnych jako narzędzia ułatwiającego osiągnięcie w 2030 r. wiążącego celu Unii w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Zgodnie z dyrektywą (UE) 2018/2001 zmienioną dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413⁽²⁰⁾ państwa członkowskie mają wspólnie dążyć do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w Unii w 2030 r. do 45 %, oprócz wiążącego celu unijnego wynoszącego 42,5 %. W związku z tym Komisja powinna ocenić, czy środki na poziomie Unii mogłyby przyczynić się do osiągnięcia dodatkowego 2,5 % udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w Unii, uzupełniając środki krajowe. W tym kontekście Komisja powinna przeanalizować możliwość wykorzystania unijnego mechanizmu finansowania energii ze źródeł odnawialnych do organizowania aukcji energii odnawialnej na poziomie Unii zgodnie z odpowiednimi ramami regulacyjnymi.
- (35) W przypadku gdy państwa członkowskie zdecydują się wspierać finansowane publicznie inwestycje poprzez systemy bezpośredniego wsparcia cen w nowe niskoemisyjne jednostki wytwarzania energii bez udziału paliw kopalnych, aby osiągnąć cele Unii w zakresie dekarbonizacji, systemy te powinny mieć strukturę dwukierunkowych kontraktów różnicowych – lub odpowiadających im systemów wywołujących te same skutki – aby, oprócz gwarancji dochodów, obejmowały one również górny limit dochodów rynkowych z danych aktywów wytwórczych. Choć obowiązek wynikający z niniejszego rozporządzenia powinien mieć zastosowanie wyłącznie do wsparcia inwestycji w nowe jednostki wytwarzania energii elektrycznej, państwa członkowskie powinny być w stanie podjąć decyzję o przyznaniu systemów wsparcia w formie dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub w formie odpowiadających im systemów wywołujących te same skutki, także w przypadku nowych inwestycji mających na celu znaczną rozbudowę istniejących jednostek wytwarzania energii, lub znaczne zwiększenie ich mocy lub przedłużenie okresu eksploatacji takich jednostek.
- (36) Aby zapewnić pewność i przewidywalność prawa, obowiązek konstruowania systemów bezpośredniego wsparcia cen za pomocą dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemów wywołujących te same skutki powinien mieć zastosowanie wyłącznie do kontraktów w ramach systemów bezpośredniego wsparcia cen w odniesieniu do inwestycji w nowe zakłady wytwarzania energii zawartych w dniu 17 lipca 2027 r. lub po tym dniu. W przypadku hybrydowych aktywów morskich połączonych z co najmniej dwoma obszarami rynkowymi, ten okres przejściowy ustala się na pięć lat z uwagi na złożoność takich projektów.
- (37) Udział uczestników rynku w systemach bezpośredniego wsparcia cen w formie dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemach wywołujących te same skutki powinien być dobrowolny.
- (38) Obowiązek stosowania dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemów wywołujących te same skutki pozostaje bez uszczerbku dla art. 6 ust. 1 dyrektywy (UE) 2018/2001.
- (39) Chociaż dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1711⁽²¹⁾ zmienia art. 4 ust. 3 akapit drugi dyrektywy (UE) 2018/2001, pozostałe przepisy art. 4 tej dyrektywy, w których określono zasady projektowania systemów wsparcia na rzecz energii ze źródeł odnawialnych, mają nadal zastosowanie.
- (40) Dwukierunkowe kontrakty różnicowe lub odpowiadające im systemy wywołujące te same skutki sprawiłyby, że dochody wytwórców wynikające z nowych inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej korzystających ze wsparcia publicznego stałyby się bardziej niezależne od niestabilnych cen wytwarzania energii z paliw kopalnych, które zazwyczaj określają cenę na rynku dnia następnego.
- (41) Zasady projektowania określone w niniejszym rozporządzeniu powinny mieć zastosowanie do systemów bezpośredniego wsparcia cen w formie dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemów wywołujących te same skutki. Przy ocenianiu takich dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemów wywołujących te same skutki zgodnie z zasadami pomocy państwa Komisja powinna sprawdzić zgodność tych umów lub systemów z prawem Unii, które jest nierozdzielnie związane z zasadami pomocy państwa, takimi jak zasady projektowania dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemów wywołujących te same skutki określone w niniejszym rozporządzeniu. Struktura

⁽²⁰⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz.U. L, 2023/2413 z 31.10.2023, ELI: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj?locale=pl>).

⁽²¹⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1711 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniająca dyrektywy (UE) 2018/2001 i (UE) 2019/944 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej (Dz.U. L, 2024/1711, 26.6.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1711/oj>).

takich dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemów wywołujących te same skutki powinna zachowywać zachęty skłaniające jednostkę wytwarzania energii do efektywnego działania i uczestnictwa na rynkach energii elektrycznej, w szczególności w celu odzwierciedlenia warunków rynkowych. W swojej ocenie Komisja powinna zadbać o to, by struktura dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemów wywołujących te same skutki nie prowadziła do nadmiernych zakłóceń konkurencji i wymiany handlowej na rynku wewnętrznym. Komisja powinna w szczególności zapewnić, by rozdział dochodów do przedsiębiorstw nie zakłócał równych warunków działania na rynku wewnętrznym, zwłaszcza w przypadkach, w których nie można zastosować konkurencyjnej procedury przetargowej. Dwukierunkowe kontrakty różnicowe lub odpowiadające im systemy wywołujące te same skutki mogą różnić się pod względem czasu trwania i mogą obejmować m.in. kontrakty różnicowe oparte na wprowadzanej energii z jedną lub kilkoma cenami wykonania, ceną minimalną, lub kontrakty różnicowe oparte na zdolnościach lub kryteriach referencyjnych. Obowiązek stosowania dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemów wywołujących te same skutki nie ma zastosowania do systemów wsparcia niezwiązanych bezpośrednio z wytwarzaniem energii elektrycznej, takich jak magazynowanie energii, i do takich, które nie wykorzystują bezpośredniego wsparcia cen, takich jak pomoc inwestycyjna w formie dotacji wypłacanych z góry, środków podatkowych lub zielonych certyfikatów. Aby zachęcić kontrahentów do wywiązywania się ze swoich zobowiązań umownych, dwukierunkowe kontrakty różnicowe lub odpowiadające im systemy wywołujące te same skutki powinny zawierać klauzule dotyczące kar mające zastosowanie w przypadku nieuzasadnionego jednostronnego przedterminowego rozwiązania kontraktu.

- (42) Jednak ponieważ limit dotyczący wprowadzania systemów bezpośredniego wsparcia cen w formie dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemów wywołujących takie same skutki zawęża zakres systemów bezpośredniego wsparcia cen, które państwa członkowskie są w stanie przyjąć w odniesieniu do odnawialnych źródeł energii, wsparcie to powinno ograniczać się do technologii niskoemisyjnych, nieopartych na paliwach kopalnych, charakteryzujących się niskimi i stabilnymi kosztami operacyjnymi oraz do technologii, które zazwyczaj nie zapewniają elastyczności systemu elektroenergetycznego, z wyłączeniem technologii, które znajdują się na wczesnym etapie wprowadzania na rynek. Jest to konieczne, aby rentowność technologii wytwarzania o wysokich kosztach krańcowych nie była zagrożona, oraz aby utrzymane zostały zachęty dla technologii, które mogą oferować systemowi elektroenergetycznemu elastyczność pod względem składania ofert na rynku energii elektrycznej w oparciu o ich koszty alternatywne. Ponadto ograniczenie dotyczące wprowadzania systemów bezpośredniego wsparcia cen w formie dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemów wywołujących takie same skutki nie powinno mieć zastosowania do nowo powstających technologii, w przypadku których inne rodzaje systemów bezpośredniego wsparcia cen mogą skuteczniej zachęcać do stosowania tych technologii. Ograniczenie to powinno pozostawać bez uszczerbku dla ewentualnego wyłączenia małych instalacji wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych i projektów demonstracyjnych na podstawie dyrektywy (UE) 2018/2001 oraz uwzględniać specyfikę społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej zgodnie z tą dyrektywą. Ze względu na potrzebę zapewnienia wytwórcom pewności regulacyjnej obowiązek stosowania przez państwa członkowskie systemów bezpośredniego wsparcia cen w odniesieniu do wytwarzania energii elektrycznej w formie dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemów wywołujących takie same skutki powinien mieć zastosowanie wyłącznie do inwestycji w nowe jednostki wytwarzania energii wykorzystujące źródła określone w niniejszym motywie.
- (43) Ze względu na wprowadzenie górnego limitu dochodów rynkowych systemy bezpośredniego wsparcia cen w formie dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemów wywołujących takie same skutki powinny stanowić dodatkowe źródło dochodu dla państw członkowskich w okresach wysokich cen energii. Aby bardziej złągodzić wpływ wysokich cen energii elektrycznej na wysokość otrzymywanych przez konsumentów rachunków za energię, państwa członkowskie powinny zapewnić, aby wszelkie dochody uzyskiwane od wytwórców objętych systemami bezpośredniego wsparcia cen w formie dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemów wywołujących takie same skutki były przekazywane odbiorcom końcowym, w tym odbiorcom będącym gospodarstwami domowymi, małym i średnim przedsiębiorstwom oraz przedsiębiorstwom energochłonnym. Rozdzielając dochody między odbiorców będących gospodarstwami domowymi, państwa członkowskie powinny w szczególności mieć możliwość szczególnego wspierania odbiorców wrażliwych i odbiorców dotkniętych ubóstwem energetycznym. W świetle szerszych korzyści dla odbiorców energii elektrycznej wynikających z inwestycji w energię ze źródeł odnawialnych, efektywność energetyczną i wykorzystanie energii niskoemisyjnej państwa członkowskie powinny mieć również możliwość wykorzystywania dochodów z dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemów wywołujących takie same skutki lub ekwiwalentu o wartości finansowej tych dochodów do finansowania inwestycji mających na celu zmniejszenie kosztów energii elektrycznej dla odbiorców końcowych oraz – w tym w odniesieniu do konkretnych rodzajów działalności gospodarczej, takich jak inwestycje w rozwój sieci dystrybucyjnej – odnawialnych źródeł energii i infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych. Państwa członkowskie powinny mieć również możliwość wykorzystania takich dochodów lub ekwiwalentu o wartości finansowej tych dochodów do finansowania kosztów systemów bezpośredniego wsparcia cen. Redystrybucja dochodów powinna przebiegać w taki sposób, aby odbiorcy nadal byli w pewnym stopniu wyeksponowani na sygnał cenowy, co pozwoli ograniczyć zużycie w okresach, gdy ceny są wysokie, lub przesunąć je do okresów, gdy ceny są niższe – są to zazwyczaj okresy o wyższym udziale energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. W szczególności państwa członkowskie powinny mieć możliwość rozważenia zużycia w godzinach pozaszczytowych, aby zachować zachęty do elastyczności. Państwa członkowskie powinny dopilnować, aby redystrybucja dochodów na rzecz końcowych odbiorców energii elektrycznej nie miała wpływu na równe warunki działania i konkurencję między różnymi dostawcami. Zasady te nie powinny być obowiązkowe w odniesieniu do dochodów wynikających z kontraktów w ramach systemów bezpośredniego

wsparcia cen zawartych przed datą rozpoczęcia obowiązywania wymogu stosowania dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemów wywołujących te same skutki. Państwa członkowskie mogą rozdzielać dochody z dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemów wywołujących te same skutki, przy czym podział ten nie musi stanowić regulowania cen detalicznych zgodnie z art. 5 dyrektywy (UE) 2019/944.

- (44) Ponadto państwa członkowskie powinny zapewnić, aby systemy bezpośredniego wsparcia cen lub odpowiadających im systemów wywołujących te same skutki, niezależnie od ich formy, nie zagrażały wydajnemu, konkurencyjnemu i płynnemu funkcjonowaniu rynków energii elektrycznej, zachowując jednocześnie zachęty dla wytwórców do reagowania na sygnały rynkowe – w tym do zaprzestania wytwarzania, gdy ceny energii elektrycznej są niższe od kosztów operacyjnych – oraz zachęty dla odbiorców końcowych do zmniejszenia zużycia w okresie wysokich cen energii elektrycznej. Państwa członkowskie powinny zapewniać, aby systemy wsparcia nie stanowiły przeszkody dla rozwoju umów handlowych, takich jak PPA.
- (45) W związku z tym dwukierunkowe kontrakty różnicowe lub odpowiadające im systemy wywołujące te same skutki i PPA odgrywają uzupełniającą rolę, jeśli chodzi o przyspieszanie transformacji energetycznej i przynoszenie konsumentom korzyści z odnawialnych źródeł energii i energii niskoemisyjnej. Z zastrzeżeniem wymogów określonych w niniejszym rozporządzeniu państwa członkowskie powinny mieć swobodę decydowania, które instrumenty wykorzystają do osiągnięcia swoich celów w zakresie dekarbonizacji. Dzięki PPA inwestorzy prywatni przyczyniają się do dodatkowego wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych i energii niskoemisyjnej przy jednoczesnym utrzymaniu niskich i stabilnych cen energii elektrycznej w perspektywie długoterminowej. Analogicznie dzięki dwukierunkowym kontraktom różnicowym lub odpowiadającym im systemom wywołującym te same skutki ten sam cel jest osiągnięty przez podmioty publiczne w imieniu konsumentów. Oba instrumenty są niezbędne do osiągnięcia unijnych celów w zakresie dekarbonizacji poprzez wykorzystanie odnawialnych źródeł energii i energii niskoemisyjnej, przy jednoczesnym zapewnieniu konsumentom korzyści płynących z wytwarzania energii elektrycznej po niskich kosztach.
- (46) Aby przyspieszyć wdrażanie odnawialnych źródeł energii, konieczne jest większe upowszechnienie rozwiązań w zakresie elastyczności, które zapewni włączenie odnawialnych źródeł energii do sieci oraz sprawi, że system elektroenergetyczny i sieć będą mogły dostosować się do zmienności wytwarzania i zużycia energii elektrycznej w różnych horyzontach czasowych. Aby wspierać elastyczność niezwiązaną z paliwami kopalnymi, organ regulacyjny lub inny organ lub podmiot wyznaczony przez państwo członkowskie powinny okresowo oceniać potrzeby w zakresie elastyczności systemu elektroenergetycznego na poziomie krajowym na podstawie wkładu operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych oraz wspólnej europejskiej metodyki podlegającej konsultacjom publicznym i zatwierdzeniu przez ACER. Ze względu na konieczność dekarbonizacji systemu energetycznego, przy ocenie potrzeb systemu elektroenergetycznego w zakresie elastyczności należy uwzględnić wszystkie istniejące i planowane inwestycje, w tym istniejące aktywa, które nie są jeszcze podłączone do sieci, w odniesieniu do źródeł elastyczności, takich jak elastyczne wytwarzanie energii elektrycznej, połączenia wzajemne, odpowiedź odbioru, magazynowanie energii lub produkcja paliw odnawialnych. ACER powinien okresowo oceniać sprawozdania krajowe i sporządzać na poziomie Unii sprawozdanie zawierające zalecenia dotyczące kwestii o znaczeniu transgranicznym. Na podstawie sprawozdania krajowego dotyczącego potrzeb w zakresie elastyczności państwa członkowskie określają orientacyjny krajowy cel w zakresie elastyczności niezwiązaną z paliwami kopalnymi, w tym odpowiednie szczególne wkłady zarówno odpowiedzi odbioru, jak i magazynowania energii w realizację tego celu, co powinno również znaleźć odzwierciedlenie w ich zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2018/1999. W świetle tych planów Komisja powinna mieć możliwość opracowania unijnej strategii na rzecz elastyczności, ze szczególnym uwzględnieniem odpowiedzi odbioru i magazynowania energii, która jest zgodna z celami Unii na 2030 r. w zakresie energii i klimatu oraz z celem neutralności klimatycznej na 2050 r. Komisja powinna mieć możliwość przedstawienia wniosku ustawodawczego do dołączenia do tej strategii Unii. Tej unijnej strategii na rzecz elastyczności może towarzyszyć, w stosownych przypadkach, wniosek ustawodawczy.
- (47) Aby osiągnąć orientacyjny krajowy cel dotyczący elastyczności niezwiązaną z paliwami kopalnymi, w tym odpowiednie szczególne wkłady ze strony odpowiedzi odbioru i magazynowania energii, i w przypadku gdy potrzeby w zakresie elastyczności nie są zaspokajane poprzez usunięcie barier rynkowych i istniejące inwestycje, państwa członkowskie powinny być w stanie zastosować systemy wsparcia elastyczności niezwiązaną z paliwami kopalnymi polegające na płatnościach za dostępną zdolność elastyczności niezwiązaną z paliwami kopalnymi. Ponadto państwa członkowskie, które już stosują mechanizm zdolności wytwórczych, powinny rozwijać promowanie udziału elastyczności niezwiązaną z paliwami kopalnymi, takiej jak odpowiedź odbioru i magazynowanie energii, poprzez zmianę kryteriów lub cech mechanizmu zdolności wytwórczych, bez uszczerbku dla stosowania art. 22 rozporządzenia (UE) 2019/943. Państwa członkowskie, które już stosują mechanizm zdolności wytwórczych, powinny mieć również możliwość stosowania systemów wsparcia elastyczności niezwiązaną z paliwami kopalnymi, jeżeli systemy te są niezbędne do osiągnięcia orientacyjnego krajowego celu w zakresie elastyczności niezwiązaną z paliwami kopalnymi, w szczególności przy jednoczesnym dostosowaniu swoich mechanizmów zdolności wytwórczych w celu dalszego promowania udziału elastyczności niezwiązaną z paliwami kopalnymi, takiej jak odpowiedź odbioru i magazynowanie energii. Systemy te powinny obejmować nowe inwestycje w elastyczność niezwiązaną z paliwami kopalnymi, w tym inwestycje w istniejące aktywa, w tym inwestycje mające na celu dalszy rozwój elastyczności w zakresie odpowiedzi odbioru.
- (48) Aby wspierać cele w zakresie ochrony środowiska, limit emisji CO₂, określony w art. 22 ust. 4 rozporządzenia (UE) 2019/943, należy uznać za górną granicę. W związku z tym państwa członkowskie mogłyby ustanowić normy

efektywności technicznej i limity emisji CO₂, które ograniczą możliwość udziału w mechanizmach zdolności wytwórczych do elastycznych, wolnych od paliw kopalnych technologii w pełnej zgodności z komunikatem Komisji z dnia 18 lutego 2022 r. pt. „Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią”, który zachęca państwa członkowskie do wprowadzania kryteriów ekologicznych do mechanizmów zdolności wytwórczych.

- (49) Ponieważ nieskoordynowane mechanizmy zdolności wytwórczych mogą mieć znaczący wpływ na wewnętrzny rynek energii elektrycznej, w pakiecie „Czysta energia” wprowadzono kompleksowe ramy umożliwiające lepszą ocenę potrzeb i poprawę projektowania mechanizmów zdolności wytwórczych. Niezależnie od potrzeby ograniczenia zakłóceń konkurencji i rynku wewnętrznego mechanizmy zdolności wytwórczych wraz z odpowiednimi ramami regulacyjnymi mogą odgrywać ważną rolę w zapewnianiu wystarczalności zasobów, w szczególności w trakcie przechodzenia na system bezemisyjny i w odniesieniu do systemów energetycznych bez wystarczających połączeń międzysystemowych. Dlatego też, choć mechanizmów zdolności wytwórczych nie należy już uznawać za środki stosowane w ostateczności, potrzebę ich stosowania i ich projektowanie należy okresowo poddawać ocenie w świetle zmieniających się ram regulacyjnych i warunków rynkowych. Procedura przyjmowania mechanizmów zdolności wytwórczych okazała się jednak złożona. Aby uwzględnić potencjalne możliwości usprawnienia i uproszczenia procesu ubiegania się o mechanizm zdolności wytwórczych, oraz aby zapewnić państwom członkowskim możliwość terminowego rozwiązania problemów z wystarczalnością, przy jednoczesnym zapewnieniu kontroli, niezbędnej by zapobiec szkodom dla rynku wewnętrznego, Komisja powinna do dnia 17 stycznia 2025 r. przedstawić szczegółowe sprawozdanie oceniające takie możliwości. W tym kontekście Komisja powinna w stosownych przypadkach zwrócić się do ACER-u o zmianę metodyki oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim zgodnie z mającą zastosowanie procedurą. Po przeprowadzeniu konsultacji z państwami członkowskimi Komisja powinna przedstawić wnioski mające na celu w stosownych przypadkach uproszczenie procesu oceny mechanizmów zdolności wytwórczych do dnia 17 kwietnia 2025 r.
- (50) W przypadku przyłączania nowych instalacji wytwórczych i odbiorczych do sieci, w szczególności elektrowni wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych, często występują opóźnienia w procedurach przyłączenia do sieci. Jedną z przyczyn takich opóźnień jest brak dostępnej przepustowości sieci w lokalizacji wybranej przez inwestora, co oznacza konieczność rozbudowy lub wzmocnienia sieci w celu podłączenia instalacji do systemu w bezpieczny sposób. Nowy wymóg dla operatorów systemów elektroenergetycznych, zarówno na poziomie przesyłu, jak i dystrybucji, dotyczący publikowania i aktualizacji informacji na temat przepustowości sieci dostępnej dla nowych przyłączeń w ich obszarach eksploatacji ułatwiłby inwestorom dostęp do informacji o dostępnej przepustowości sieci w ramach systemu, a tym samym przyspieszyłby podejmowanie decyzji, co z kolei przyspieszyłoby wymagane wdrażanie energii ze źródeł odnawialnych. Informacje te powinny być regularnie aktualizowane, co najmniej raz na miesiąc, przez operatorów systemów przesyłowych. Operatorzy systemów przesyłowych powinni również publikować kryteria stosowane do określenia dostępnych przepustowości sieci, takich jak bieżący popyt i zdolności wytwórcze, założenia przyjęte w celu oceny ewentualnej dalszej integracji dodatkowych użytkowników systemu, odpowiednie informacje na temat możliwych ograniczeń wytwarzania energii oraz oczekiwania co do przyszłego rozwoju sieci.
- (51) Ponadto, aby rozwiązać problem długiego czasu rozpatrywania wniosków o przyłączenie do sieci, operatorzy systemów przesyłowych powinni przekazywać użytkownikom systemu jasne i przejrzyste informacje na temat statusu i sposobu rozpatrywania ich wniosków o przyłączenie. Operatorzy systemów przesyłowych powinni przekazywać takie informacje w terminie trzech miesięcy od dnia złożenia wniosku i aktualizować je regularnie, co najmniej raz na kwartał.
- (52) Ze względu na to, że Estonia, Łotwa i Litwa nie są jeszcze zsynchronizowane z unijnym systemem elektroenergetycznym, stoją one w obliczu szczególnych wyzwań związanych z organizacją rynków bilansujących i rynkowym udzielaniem zamówień na usługi pomocnicze. Chociaż postępy w kierunku synchronizacji trwają, jednym z kluczowych warunków stabilnego funkcjonowania systemu synchronicznego jest dostępność wystarczających rezerw mocy bilansującej na potrzeby regulacji częstotliwości. Jednak ze względu na zależność od rosyjskiego obszaru synchronicznego w zakresie zarządzania częstotliwościami, państwa bałtyckie nie były jeszcze w stanie stworzyć własnego funkcjonującego rynku bilansującego. Rosyjska wojna napastnicza przeciwko Ukrainie znacznie zwiększyła ryzyko dla bezpieczeństwa dostaw wynikające z braku własnych rynków bilansujących. W związku z tym wymogi określone w art. 6 ust. 9, 10 i 11 rozporządzenia (UE) 2019/943 oraz art. 41 ust. 2 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195⁽²²⁾, które mają mieć zastosowanie do istniejących rynków bilansujących, nie odzwierciedlają jeszcze sytuacji w Estonii, Łotwie i Litwie, zwłaszcza że rozwój rynku bilansującego wymaga czasu i nowych inwestycji w moc bilansującą. Estonia, Łotwa i Litwa powinny zatem, na zasadzie odstępstwa od tych wymogów, być uprawnione do zawierania długoterminowych umów finansowych na zakup mocy bilansującej w okresie przejściowym.
- (53) Okresy przejściowe dla Estonii, Łotwy i Litwy powinny zostać wycofane jak najszybciej po synchronizacji i wykorzystane do opracowania odpowiednich instrumentów rynkowych oferujących krótkoterminowe rezerwy bilansujące i inne niezbędne usługi pomocnicze oraz powinny być ograniczone do czasu niezbędnego dla tego procesu.

⁽²²⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz.U. L 312 z 28.11.2017, s. 6).

- (54) Zamierza się, aby państwa bałtyckie zostały zsynchronizowane z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej za pomocą jednej linii dwutorowej łączącej Polskę i Litwę. Po synchronizacji przepustowość tej linii będzie musiała być w dużej mierze zachowana na potrzeby rezerw niezawodności w przypadku nieoczekiwanego wyłączenia w systemie bałtyckim i wynikających z niego niezamierzonych odchyżeń. Operatorzy systemów przesyłowych powinni nadal oferować maksymalną zdolność przesyłową do celów obrotu transgranicznego, zgodnie z granicami bezpieczeństwa pracy i biorąc pod uwagę ewentualne nieprzewidziane okoliczności w systemach Polski i Litwy, w tym wynikające z przerw w dostawie na liniach wysokiego napięcia prądu stałego lub odłączenia państw bałtyckich od obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej. Przy obliczaniu całkowitej zdolności przesyłowej i zdarzeń awaryjnych zgodnie z art. 16 ust. 8 rozporządzenia (UE) 2019/943 należy uwzględnić szczególną sytuację tego połączenia wzajemnego.
- (55) Mechanizmy zdolności wytwórczych powinny być otwarte na udział wszystkich zasobów, które są w stanie zapewnić wymagane parametry techniczne, co może obejmować elektrownie gazowe, pod warunkiem że spełniają one limit emisji określony w art. 22 ust. 4 rozporządzenia (UE) 2019/943, a także wszelkie krajowe progi emisji lub inne obiektywne kryteria środowiskowe, które państwa członkowskie mogą chcieć stosować w celu przyspieszenia odejścia od paliw kopalnych.
- (56) Aby wspierać cele w zakresie ochrony środowiska, w art. 22 ust. 4 rozporządzenia (UE) 2019/943 określono wymogi dotyczące limitu emisji CO₂ w odniesieniu do mechanizmów zdolności wytwórczych. Jednak podczas przechodzenia na system bezemisyjny oraz w następstwie kryzysu energetycznego państwa członkowskie stosujące mechanizmy zdolności wytwórczych, które zostały zatwierdzone przed dniem 4 lipca 2019 r., powinny móc na zasadzie wyjątku, i jako mechanizm ostatniej szansy, przez ograniczony okres odstąpić od tego limitu emisji CO₂. Takie odstępstwo powinno być jednak ograniczone do istniejących zdolności wytwórczych, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., mianowicie przed dniem wejścia w życie rozporządzenia (UE) 2019/943. Wnioskowi o odstępstwo powinno towarzyszyć sprawozdanie zainteresowanego państwa członkowskiego, zawierające ocenę wpływu odstępstwa na emisje gazów cieplarnianych i transformację energetyczną. Takie sprawozdanie powinno również zawierać plan z celami pośrednimi dotyczącymi odchodzenia od udziału zdolności wytwórczych, które nie spełniają limitów emisji CO₂ w mechanizmach zdolności wytwórczych. Po przyznaniu odstępstwa państwa członkowskie powinny mieć możliwość organizowania procedur udzielania zamówień, które nadal muszą spełniać wszystkie wymogi rozdziału IV rozporządzenia (UE) 2019/943, z wyjątkiem wymogów dotyczących limitów emisji CO₂. Zdolności wytwórcze, które nie spełniają limitów emisji CO₂, nie powinny być nabywane na okres dłuższy niż jeden rok i na okres dostawy, który nie przekracza okresu obowiązywania odstępstwa. Dodatkowy proces udzielania zamówień otwarty na udział zdolności wytwórczych, które nie spełniają limitów emisji CO₂, powinien być poprzedzony procesem udzielania zamówień mającym na celu maksymalizację udziału zdolności wytwórczych spełniających limity emisji CO₂, w tym poprzez umożliwienie wzrostu cen zdolności wytwórczych wystarczająco wysokich, aby zachęcić do inwestowania w takie zdolności.
- (57) Komisja powinna dokonać przeglądu niniejszego rozporządzenia, by zapewnić odporność struktury rynku energii elektrycznej w czasach kryzysu i jego zdolność do wspierania unijnych celów w zakresie dekarbonizacji, dalszego wzmocnienia integracji rynku i promowania niezbędnych inwestycji infrastrukturalnych, a także rozwoju rynku PPA. Na podstawie takiego przeglądu Komisja powinna przedłożyć kompleksowe sprawozdanie Parlamentowi Europejskiemu i Radzie, dołączając do niego, w stosownym przypadku, wniosek ustawodawczy. W sprawozdaniu tym Komisja powinna ocenić w szczególności skuteczność obecnej struktury i funkcjonowania krótkoterminowych rynków energii elektrycznej, a także ich potencjalną nieefektywność oraz możliwe środki zaradcze i narzędzia, które należy zastosować w sytuacjach kryzysowych lub nadzwyczajnych, a także adekwatność unijnych ram prawnych i finansowych dotyczących sieci dystrybucyjnych. Sprawozdanie to powinno również obejmować zdolność do osiągnięcia celów unijnego rynku energii ze źródeł odnawialnych i wewnętrznego rynku energii oraz potencjał i wykonalność ustanowienia jednej lub kilku unijnych platform rynkowych dla PPA.
- (58) W zakresie, w jakim którykolwiek ze środków przewidzianych w niniejszym rozporządzeniu stanowi pomoc państwa, przepisy dotyczące takich środków pozostają bez uszczerbku dla stosowania art. 107 i 108 TFUE. Komisja jest uprawniona do oceny zgodności pomocy państwa z rynkiem wewnętrznym.
- (59) Środki przewidziane w niniejszym rozporządzeniu pozostają bez uszczerbku dla stosowania rozporządzenia (UE) 2016/1011⁽²³⁾ i rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 648/2012⁽²⁴⁾ oraz dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE⁽²⁵⁾.

⁽²³⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/1011 z dnia 8 czerwca 2016 r. w sprawie indeksów stosowanych jako wskaźniki referencyjne w instrumentach finansowych i umowach finansowych lub do pomiaru wyników funduszy inwestycyjnych i zmieniające dyrektywy 2008/48/WE i 2014/17/UE oraz rozporządzenie (UE) nr 596/2014 (Dz.U. L 171 z 29.6.2016, s. 1).

⁽²⁴⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 648/2012 z dnia 4 lipca 2012 r. w sprawie instrumentów pochodnych będących przedmiotem obrotu poza rynkiem regulowanym, kontrahentów centralnych i repozytoriów transakcji (Dz.U. L 201 z 27.7.2012, s. 1).

⁽²⁵⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniająca dyrektywę 2002/92/WE i dyrektywę 2011/61/UE (Dz.U. L 173 z 12.6.2014, s. 349).

- (60) Należy zatem odpowiednio zmienić rozporządzenia (UE) 2019/942 oraz (UE) 2019/943.
- (61) Ponieważ cel niniejszego rozporządzenia, a mianowicie poprawa struktury zintegrowanego rynku energii elektrycznej, w szczególności aby zapobiec nadmiernie wysokim cenom tej energii, nie może zostać osiągnięty w sposób wystarczający przez państwa członkowskie, natomiast możliwe jest jego lepsze osiągnięcie na poziomie Unii, może ona podjąć działania zgodnie z zasadą pomocniczości określoną w art. 5 Traktatu o Unii Europejskiej. Zgodnie z zasadą proporcjonalności określoną w tym artykule, niniejsze rozporządzenie nie wykracza poza to, co jest konieczne do osiągnięcia tego celu,

PRZYJMUJĄ NINIEJSZE ROZPORZĄDZENIE:

Artykuł 1

Zmiany w rozporządzeniu (UE) 2019/942

W rozporządzeniu (UE) 2019/942 wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 2 wprowadza się następujące zmiany:

a) dodaje się literę w brzmieniu:

„aa) wydaje opinie i zalecenia skierowane do wspólnej platformy alokacji ustanowionej zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/1719 (*);

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

b) lit. d) otrzymuje brzmienie:

„d) wydaje decyzje indywidualne dotyczące udzielania informacji zgodnie z art. 3 ust. 2, art. 7 ust. 2 lit. b) i art. 8 lit. c), dotyczące zatwierdzania metod i warunków zgodnie z art. 4 ust. 4 oraz art. 5 ust. 2, 3 i 4, dotyczące przeglądu obszarów rynkowych, o którym mowa w art. 5 ust. 7, dotyczące kwestii technicznych, o których mowa w art. 6 ust. 1, dotyczące arbitrażu między organami regulacyjnymi zgodnie z art. 6 ust. 10, dotyczące regionalnych centrów koordynacji, o których mowa w art. 7 ust. 2 lit. a), dotyczące zatwierdzania i zmiany metod i obliczeń oraz specyfikacji technicznych, o których mowa w art. 9 ust. 1, dotyczące zatwierdzania i zmiany metod, o których mowa w art. 9 ust. 3, dotyczące zwolnień, o których mowa w art. 10, dotyczące infrastruktury, o której mowa w art. 11 lit. d), dotyczące kwestii związanych z integralnością i przejrzystością rynku hurtowego na podstawie art. 12, oraz dotyczące zatwierdzania i zmiany wspólnej propozycji ENTSO energii elektrycznej i organizacji OSD UE związanych z typem danych i formatu oraz z metodyką dotyczącą i analiz, które mają być przekazywane w odniesieniu do potrzeb w zakresie elastyczności, na podstawie art. 5 ust. 9.”;

2) w art. 3 ust. 2 dodaje się akapit w brzmieniu:

„Niniejszy ustęp ma również zastosowanie do wspólnej platformy alokacji ustanowionej zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2016/1719.”;

3) w art. 4 dodaje się ustęp w brzmieniu:

„9. Ust. 6, 7 i 8 niniejszego artykułu mają również zastosowanie do wspólnej platformy alokacji ustanowionej zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2016/1719.”;

4) w art. 5 wprowadza się następujące zmiany:

(a) w ust. 8 dodaje się akapit w brzmieniu:

„ACER monitoruje wspólną platformę alokacji ustanowioną zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2016/1719.”;

(b) dodaje się ustęp w brzmieniu:

„9. ACER zatwierdza i w razie potrzeby zmienia wspólną propozycję ENTSO energii elektrycznej i organizacji OSD UE dotyczącą typu danych i formatu oraz metodyki dotyczącej analiz, które mają być przekazywane w odniesieniu do potrzeb w zakresie elastyczności na podstawie art. 19e ust. 6 rozporządzenia (UE) 2019/943.”;

5) art. 6 ust. 9 otrzymuje brzmienie:

„9. ACER przedkłada właściwemu organowi regulacyjnemu opinie na podstawie art. 8 ust. 1b i art. 16 ust. 3 rozporządzenia (UE) 2019/943.”;

6) w art. 15 wprowadza się następujące zmiany:

a) w ust. 4 dodaje się akapit w brzmieniu:

„ACER wydaje sprawozdanie na temat wpływu stosowania produktów wygładzających profil zapotrzebowania na unijny rynek energii elektrycznej podczas kryzysu po przeprowadzeniu oceny zgodnie z art. 7a ust. 7 rozporządzenia (UE) 2019/943 oraz sprawozdanie dotyczące wpływu opracowania produktów wygładzających profil zapotrzebowania na unijny rynek energii elektrycznej w normalnych warunkach rynkowych po przeprowadzeniu oceny zgodnie z art. 7a ust. 8 tego rozporządzenia.”;

b) dodaje się ustęp w brzmieniu:

„5. ACER wydaje sprawozdanie na podstawie art. 19e ust. 7 rozporządzenia (UE) 2019/943, zawierające analizę krajowych sprawozdań dotyczących szacunkowych potrzeb w zakresie elastyczności oraz zawierające zalecenia dotyczące kwestii o znaczeniu transgranicznym w odniesieniu do ustaleń organu regulacyjnego lub innego organu lub podmiotu wyznaczonego przez państwo członkowskie.”.

Artykuł 2

Zmiany w rozporządzeniu (UE) 2019/943

W rozporządzeniu (UE) 2019/943 wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 1 wprowadza się następujące zmiany:

a) lit. a) i b) otrzymują brzmienie:

„a) określenie podstaw efektywnego osiągnięcia celów unii energetycznej i celu osiągnięcia neutralności klimatycznej najpóźniej do 2050 r., a w szczególności ram dotyczących klimatu i energii na rok 2030, przez umożliwienie wysyłania sygnałów rynkowych z myślą o zwiększonej efektywności, większym udziale energii odnawialnej źródeł, bezpieczeństwie dostaw, elastyczności, integracji systemu energetycznego z uwzględnieniem różnych nośników energii, zgodności z zasadami zrównoważonego rozwoju, obniżaniu emisyjności oraz innowacyjności;

b) określenie podstawowych zasad dobrze funkcjonujących, zintegrowanych rynków energii elektrycznej, które umożliwiają wszystkim dostawcom zasobów i odbiorcom energii elektrycznej niedyskryminacyjny dostęp do rynku, stwarzają warunki rozwoju rynków terminowych energii elektrycznej, aby umożliwić dostawcom i odbiorcom zabezpieczanie się lub ochronę przed ryzykiem przyszłej zmienności cen energii elektrycznej, wzmacniają i chronią pozycję konsumentów, zapewniają konkurencyjność na rynku światowym, zwiększają bezpieczeństwo dostaw i elastyczność poprzez odpowiedź odbioru, magazynowanie energii i inne rozwiązania w zakresie elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, zapewniają efektywność energetyczną, ułatwiają agregację rozproszonego popytu i podaży, a także umożliwiają integrację rynkową i sektorową oraz oparte na zasadach rynkowych wynagradzanie energii elektrycznej wytwarzanej z energii odnawialnej;”;

b) dodaje się litery w brzmieniu:

„e) wspieranie długoterminowych inwestycji w wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych, elastyczność i sieci, tak aby rachunki konsumentów za energię stały się przystępne i mniej zależne od wahań krótkoterminowych cen na rynku energii elektrycznej, w szczególności cen paliw kopalnych w perspektywie średnio- i długoterminowej;

f) ustanowienie ram przyjmowania środków mających na celu rozwiązanie kryzysu związanego z cenami energii elektrycznej.”;

2) w art. 2 wprowadza się następujące zmiany:

a) punkt 22 otrzymuje brzmienie:

„(22) »mechanizm zdolności wytwórczych« oznacza mechanizm mający na celu zapewnienie osiągnięcia niezbędnego poziomu wystarczalności zasobów przez wynagradzanie dostępności zasobów, z wyłączeniem środków dotyczących usług pomocniczych lub zarządzania ograniczeniami przesyłowymi;”;

b) dodaje się punkty w brzmieniu:

- „(72) »godzina szczytu« oznacza godzinę, w której na podstawie prognoz operatorów systemów przesyłowych oraz, w stosownych przypadkach, NEMO, oczekuje się, że zużycie energii elektrycznej brutto lub zużycie brutto energii elektrycznej wytworzonej ze źródeł innych niż źródła odnawialne lub hurtowa cena energii elektrycznej na rynku dnia następnego będą najwyższe, z uwzględnieniem wymian międzystrefowych;
- (73) »wygładzanie profilu zapotrzebowania« oznacza zdolność uczestników rynku do ograniczenia zużycia energii elektrycznej z sieci w godzinach szczytu na żądanie operatora systemu;
- (74) »produkt wygładzający profil zapotrzebowania« oznacza produkt rynkowy, za pośrednictwem którego uczestnicy rynku mogą zapewniać operatorom systemów wygładzanie profilu zapotrzebowania;
- (75) »regionalny wirtualny hub« oznacza niefizyczny region obejmujący więcej niż jeden obszar rynkowy, dla którego ustalana jest cena referencyjna przy zastosowaniu danej metody;
- (76) »dwukierunkowy kontrakt różnicowy« oznacza umowę między operatorem jednostki wytwarzania energii a kontrahentem, zazwyczaj podmiotem publicznym, która zapewnia zarówno ochronę minimalnego wynagrodzenia, jak i ograniczenie nadmiernego wynagrodzenia;
- (77) »umowa zakupu energii elektrycznej« lub »PPA« oznacza umowę, na mocy której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup energii elektrycznej od wytwórcy energii elektrycznej na zasadach rynkowych;
- (78) »specjalne urządzenie pomiarowe« oznacza urządzenie połączone ze sprzętem lub w taki sprzęt wbudowane, które świadczy usługi w zakresie odpowiedzi odbioru lub elastyczności na rynku energii elektrycznej lub operatorom systemów;
- (79) »elastyczność« oznacza zdolność systemu elektroenergetycznego do dostosowania się do zmienności modeli wytwarzania i zużycia oraz dostępności sieci w odpowiednich przedziałach czasowych rynku.”;

3) w art. 7 wprowadza się następujące zmiany:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Operatorzy systemów przesyłowych oraz NEMO wspólnie organizują zarządzanie zintegrowanymi rynkami dnia następnego i dnia bieżącego zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2015/1222*. Operatorzy systemów przesyłowych oraz NEMO współpracują na poziomie Unii lub, jeżeli jest to bardziej odpowiednie, na poziomie regionalnym w celu maksymalizacji efektywności i skuteczności obrotu energią elektryczną na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego w Unii. Obowiązek współpracy pozostaje bez uszczerbku dla stosowania unijnego prawa konkurencji. W ramach swoich funkcji związanych z obrotem energią elektryczną operatorzy systemów przesyłowych oraz NEMO podlegają nadzorowi regulacyjnemu ze strony organów regulacyjnych zgodnie z art. 59 dyrektywy (UE) 2019/944 oraz ACER zgodnie z art. 4 i 8 rozporządzenia (UE) 2019/942 oraz podlegają obowiązkowi w zakresie przejrzystości i skutecznego nadzoru przeciwko manipulacjom na rynku określonym w odpowiednich przepisach rozporządzenia (UE) nr 1227/2011.”;

b) w ust. 2 wprowadza się następujące zmiany:

(i) lit. c) otrzymuje brzmienie:

„c) maksymalizują możliwości udziału wszystkich uczestników rynku w obrocie międzystrefowym i wewnątrzstrefowym w niedyskryminujący sposób i w czasie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego między wszystkimi obszarami rynkowymi i w ich obrębie;

ca) są zorganizowane w taki sposób, aby zapewnić podział płynności pomiędzy wszystkich NEMO, w każdym momencie, zarówno w odniesieniu do obrotu międzystrefowego, jak i wewnątrzstrefowego. W odniesieniu do rynku dnia następnego, od jednej godziny przed chwilą zamknięcia bramki do ostatniego momentu, w którym obrót na rynku dnia następnego jest dozwolony, NEMO z jednej strony składają wszystkie zlecenia dotyczące produktów przeznaczonych do obrotu na rynku dnia następnego i produktów o takiej samej charakterystyce w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego, a z drugiej strony nie organizują obrotu produktami przeznaczonymi do obrotu na rynku dnia następnego lub produktami o takich samych cechach poza jednolitym łączeniem rynków dnia następnego. W odniesieniu do rynku dnia bieżącego, od chwili otwarcia bramki dla jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego do ostatniego momentu, w którym obrót na rynku dnia bieżącego jest dozwolony w danym obszarze rynkowym, NEMO z jednej strony składają wszystkie zlecenia dotyczące produktów przeznaczonych do obrotu na rynku dnia bieżącego i produktów o takiej samej charakterystyce w ramach jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego, a z drugiej strony nie organizują obrotu produktami przeznaczonymi do obrotu na rynku dnia bieżącego lub produktami o takiej samej charakterystyce poza łączeniem rynków dnia bieżącego. Obowiązki te mają zastosowanie do NEMO oraz do przedsiębiorstw, które bezpośrednio lub pośrednio sprawują kontrolę nad NEMO, oraz do przedsiębiorstw, które są bezpośrednio lub pośrednio kontrolowane przez NEMO.”;

(ii) lit. f) otrzymuje brzmienie:

„f) są przejrzyste i, w stosownych przypadkach, zapewniają informacje w podziale na jednostki wytwórcze, a jednocześnie zapewniają poufność szczególnie chronionych informacji handlowych oraz zapewniają anonimowość obrotu;”;

4) dodaje się artykuły w brzmieniu:

„Artykuł 7a

Produkt wygładzający profil zapotrzebowania

1. Gdy ogłoszono regionalny lub obejmujący całą Unię kryzys związany z cenami energii elektrycznej zgodnie z art. 66a dyrektywy (UE) 2019/944, państwa członkowskie mogą zwrócić się do operatorów systemów, aby zaproponowali zakup produktów wygładzających profil zapotrzebowania w celu osiągnięcia zmniejszenia zapotrzebowania na energię elektryczną w godzinach szczytu. Takie zamówienie jest ograniczone do okresu określonego w decyzji wykonawczej przyjętej na podstawie art. 66a ust. 1 dyrektywy (UE) 2019/944.

2. W przypadku złożenia wniosku na podstawie ust. 1 operatorzy systemów, po konsultacji z zainteresowanymi stronami, przedkładają organowi regulacyjnemu danego państwa członkowskiego do zatwierdzenia propozycję określającą wymiarowanie i warunki zakupu oraz aktywacji produktu wygładzającego profil zapotrzebowania.

3. Właściwy organ regulacyjny ocenia propozycję dotyczącą produktu wygładzającego profil zapotrzebowania, o którym mowa w ust. 2, pod kątem osiągnięcia zmniejszenia zapotrzebowania na energię elektryczną i wpływu na hurtową cenę energii elektrycznej w godzinach szczytu. W ocenie tej należy uwzględnić to, że produkty te nie mogą nadmiernie zakłócać funkcjonowania rynku energii elektrycznej oraz nie mogą powodować przekierowania usług odpowiedzi odbioru na produkty wygładzające profil zapotrzebowania. Na podstawie tej oceny organ regulacyjny może zwrócić się do operatora systemu o zmianę propozycji.

4. Propozycja dotycząca produktu wygładzającego profil zapotrzebowania, o której mowa w ust. 2, musi spełniać następujące wymogi:

a) określenie wielkości produktu wygładzającego profil zapotrzebowania:

(i) opiera się na analizie zapotrzebowania na dodatkową usługę zapewniającą bezpieczeństwo dostaw bez narażania stabilności sieci, wpływu usługi na rynek, oczekiwanych kosztów i korzyści;

(ii) uwzględnia prognozę zapotrzebowania, prognozę dotyczącą energii elektrycznej wytwarzanej z energii odnawialnej, prognozę dotyczącą innych źródeł elastyczności w systemie, takich jak magazynowanie energii, oraz wpływ unikniętego dysponowania na ceny hurtowe; oraz

(iii) jest ograniczone do zapewnienia, aby prognozowane koszty nie przekraczały oczekiwanych korzyści produktu wygładzającego profil zapotrzebowania;

b) udzielanie zamówień na produkt wygładzający profil zapotrzebowania opiera się na obiektywnych, przejrzystych, rynkowych i niedyskryminacyjnych kryteriach, ogranicza się do odpowiedzi odbioru i nie wyklucza uczestniczących aktywów z dostępu do innych rynków;

c) udzielanie zamówień na produkt wygładzający profil zapotrzebowania odbywa się w drodze konkurencyjnej procedury przetargowej, która może mieć charakter ciągły, a wybór dokonywany jest na podstawie najniższego kosztu spełnienia wcześniej określonych kryteriów technicznych i środowiskowych oraz umożliwia skuteczny udział konsumentów, bezpośrednio lub w drodze agregacji;

d) minimalna wielkość oferty nie przekracza 100 kW, w drodze agregacji;

e) umowy dotyczące produktu wygładzającego profil zapotrzebowania nie mogą być zawierane wcześniej niż tydzień przed jego aktywacją;

f) aktywacja produktu wygładzającego profil zapotrzebowania nie może zmniejszać międzyobszarowych zdolności przesyłowych;

g) aktywacja produktu wygładzającego profil zapotrzebowania następuje w przedziale czasowym przed rynkiem dnia następnego lub w jego trakcie i może być dokonywana na podstawie wcześniej określonej ceny energii elektrycznej;

h) aktywacja produktu wygładzającego profil zapotrzebowania nie oznacza rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej z paliw kopalnych ulokowanego za punktem pomiarowym, aby uniknąć wzrostu emisji gazów cieplarnianych.

5. Rzeczywiste zmniejszenie zużycia wynikające z aktywacji produktu wygładzającego profil zapotrzebowania mierzy się w stosunku do poziomu bazowego odzwierciedlającego przewidywane zużycie energii elektrycznej bez aktywacji produktu wygładzającego profil zapotrzebowania. W przypadku gdy operator systemu zamawia produkt wygładzający profil zapotrzebowania, opracowuje metodę określania poziomu bazowego po konsultacji z uczestnikami rynku, w stosownych przypadkach uwzględnia akt wykonawczy przyjęty na podstawie art. 59 ust. 1 lit. e) i przedkłada go właściwemu organowi regulacyjnemu do zatwierdzenia.

6. Właściwy organ regulacyjny zatwierdza propozycję operatorów systemów zamierzających zamówić produkt wygładzający profil zapotrzebowania oraz metodę określania poziomu bazowego, przedłożone zgodnie z ust. 2 i 5, lub zwraca się do operatorów systemów o zmianę propozycji lub metody określania poziomu bazowego, jeżeli ta propozycja czy ta metoda nie spełnia wymogów określonych w ust. 2, 4 i 5.

7. W terminie sześciu miesięcy od zakończenia regionalnego lub ogólnounijnego kryzysu związanego z cenami energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 1, ACER, po konsultacji z zainteresowanymi stronami, ocenia wpływ stosowania produktów wygładzających profil zapotrzebowania na unijny rynek energii elektrycznej. W ocenie tej należy uwzględnić to, że produkty te nie mogą nadmiernie zakłócać funkcjonowania rynku energii elektrycznej oraz nie mogą powodować przekierowania usług odpowiedzi odbioru na produkty wygładzające profil zapotrzebowania. ACER może wydawać zalecenia, które organy regulacyjne mają uwzględniać w swojej ocenie zgodnie z ust. 3.

8. Do dnia 30 czerwca 2025 r. ACER, po konsultacji z zainteresowanymi stronami, ocenia wpływ opracowywania produktów wygładzających profil zapotrzebowania na unijny rynek energii elektrycznej w normalnych okolicznościach. W ocenie tej należy uwzględnić to, że produkty te nie mogą nadmiernie zakłócać funkcjonowania rynku energii elektrycznej, ani nie mogą powodować przekierowania usług odpowiedzi odbioru na produkty wygładzające profil zapotrzebowania. Na podstawie takiej oceny Komisja może przedłożyć wniosek ustawodawczy dotyczący zmiany niniejszego rozporządzenia w celu wprowadzenia produktów wygładzających profil zapotrzebowania poza sytuacjami regionalnego lub ogólnounijnego kryzysu związanego z cenami energii elektrycznej.

Artykuł 7b

Specjalne urządzenie pomiarowe

1. Bez uszczerbku dla przepisów art. 19 dyrektywy (UE) 2019/944, operatorzy systemów przesyłowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych i właściwi uczestnicy rynku, w tym niezależni agregatorzy, mogą, za zgodą odbiorcy końcowego, wykorzystywać dane ze specjalnych urządzeń pomiarowych do celów obserwowalności i rozliczania odpowiedzi odbioru oraz usług w zakresie elastyczności, w tym z jednostek magazynowania energii.

Do celów niniejszego artykułu wykorzystywanie danych ze specjalnych urządzeń pomiarowych musi być zgodne z art. 23 i 24 dyrektywy (UE) 2019/944 oraz innymi odpowiednimi przepisami prawa Unii, w tym przepisami o ochronie danych i prywatności, w szczególności z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 (*). W przypadku gdy takie dane są wykorzystywane do celów badawczych, informacje są agregowane i anonimizowane.

2. W przypadku gdy odbiorca końcowy nie ma zainstalowanego inteligentnego licznika lub inteligentny licznik odbiorcy końcowego nie dostarcza danych niezbędnych do świadczenia odpowiedzi odbioru lub usług w zakresie elastyczności, w tym za pośrednictwem niezależnego agregatora, operatorzy systemów przesyłowych i operatorzy systemów dystrybucyjnych akceptują dane pochodzące ze specjalnego urządzenia pomiarowego, o ile są dostępne, do rozliczenia usług w zakresie odpowiedzi odbioru i usług elastyczności, w tym magazynowania energii, i nie dyskryminują tego odbiorcy końcowego przy zamawianiu usług w zakresie elastyczności. Obowiązek ten ma zastosowanie z zastrzeżeniem zgodności z przepisami i wymogami ustanowionymi przez państwa członkowskie zgodnie z ust. 3.

3. Państwa członkowskie ustanawiają zasady i wymogi dotyczące procedury walidacji danych ze specjalnego urządzenia pomiarowego w celu kontroli i zapewnienia jakości i spójności odpowiednich danych oraz interoperacyjności, zgodnie z art. 23 i 24 dyrektywy (UE) 2019/944 i innymi odpowiednimi przepisami prawa Unii.

(*) Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (Dz.U. L 119 z 4.5.2016, s. 1).”;

5) w art. 8 wprowadza się następujące zmiany:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. NEMO umożliwiają uczestnikom rynku obrót energią elektryczną w czasie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego i przynajmniej do czasu zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego. Od dnia 1 stycznia 2026 r. czas zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego przypada nie wcześniej niż 30 minut przed czasem rzeczywistym.

1a. Właściwy organ regulacyjny może, na wniosek właściwego operatora systemu przesyłowego, przyznać odstępstwo od wymogu określonego w ust. 1 do dnia 1 stycznia 2029 r. Operator systemu przesyłowego przedkłada wniosek właściwemu organowi regulacyjnemu. Wniosek taki zawiera:

a) ocenę skutków, uwzględniającą informacje zwrotne od właściwych NEMO i uczestników rynku, wykazującą negatywny wpływ takiego środka na bezpieczeństwo dostaw w krajowym systemie elektroenergetycznym, na efektywność kosztową, w tym w odniesieniu do istniejących platform bilansujących zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2017/2195 na integrację energii ze źródeł odnawialnych i na emisje gazów cieplarnianych; oraz

b) plan działania mający na celu skrócenie czasu zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego do 30 minut przed czasem rzeczywistym do dnia 1 stycznia 2029 r.

1b. Organ regulacyjny może, na wniosek właściwego operatora systemu przesyłowego, przyznać dalsze odstępstwo od wymogu określonego w ust. 1 na okres nie dłuższy niż dwa i pół roku od upływu okresu, o którym mowa w ust. 1a. Do dnia 30 czerwca 2028 r. właściwy operator systemu przesyłowego przedkłada wniosek właściwemu organowi regulacyjnemu, ENTSO energii elektrycznej oraz ACER. Wniosek taki zawiera:

a) nową ocenę skutków, uwzględniającą informacje zwrotne od uczestników rynku i NEMO, uzasadniającą potrzebę dalszego odstępstwa, w oparciu o zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw w krajowym systemie elektroenergetycznym, efektywność kosztową, integrację energii odnawialnej i emisje gazów cieplarnianych; oraz

b) zmieniony plan działania na rzecz skrócenia czasu zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego do 30 minut przed czasem rzeczywistym do dnia, którego dotyczy wniosek o przedłużenie, i nie później niż w dniu rozpoczęcia stosowania wnioskowanego odstępstwa.

ACER wydaje opinię dotyczącą transgranicznych skutków dalszego odstępstwa w terminie sześciu miesięcy od otrzymania wniosku o takie odstępstwo. Właściwy organ regulacyjny uwzględni tę opinię przed podjęciem decyzji w sprawie wniosku o dalsze odstępstwo.

1c. Do dnia 1 grudnia 2027 r. Komisja, po konsultacji z NEMO, ENTSO energii elektrycznej, ACER i właściwymi zainteresowanymi stronami, przedkłada Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdanie oceniające wpływ skrócenia czasu zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego, ustanowionego na podstawie niniejszego artykułu, koszty i korzyści, wykonalność i praktyczne rozwiązania służące dalszemu skróceniu tego okresu, aby umożliwić uczestnikom rynku obrót energią w czasie jak najbardziej zbliżonym do rzeczywistego. W sprawozdaniu tym należy rozważyć wpływ na bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego, oszczędność kosztową, korzyści dla integracji energii odnawialnej i redukcji emisji gazów cieplarnianych.”;

b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. NEMO udostępniają produkty przeznaczone do obrotu na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, których wielkość jest na tyle mała, przy minimalnej wielkości ofert wynoszącej 100 kW lub mniej, aby umożliwić skuteczny udział w obrocie odpowiedzi odbioru, magazynowania energii i energii wytwarzanej na niewielką skalę z odnawialnych źródeł, w tym bezpośredni udział odbiorców, także w drodze agregacji.”;

6) art. 9 otrzymuje brzmienie:

„Artykuł 9

Rynki terminowe

1. Zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2016/1719 operatorzy systemów przesyłowych wydają długoterminowe prawa przesyłowe lub dysponują równoważnymi środkami, aby umożliwić uczestnikom rynku, w tym właścicielom jednostek wytwarzania energii wykorzystujących energię odnawialną, zabezpieczenie się przed ryzykiem zmiany cen, chyba że ocena rynku terminowego na granicach obszaru rynkowego przeprowadzona przez właściwe organy regulacyjne wykaże istnienie wystarczającej liczby instrumentów zabezpieczających w odnośnych obszarach rynkowych.

2. Długoterminowe prawa przesyłowe regularnie przydziela się w przejrzysty i niedyskryminacyjny sposób na zasadach rynkowych za pośrednictwem wspólnej platformy alokacji. Częstotliwość alokacji i terminy zapadalności długoterminowych międzyobszarowych zdolności przesyłowych muszą sprzyjać sprawnemu funkcjonowaniu rynków terminowych Unii.

3. Kształt rynków terminowych Unii obejmuje narzędzia niezbędne do poprawy zdolności uczestników rynku do zabezpieczenia się przed ryzykiem cenowym na wewnętrznym rynku energii elektrycznej.

4. Do dnia 17 stycznia 2026 r. Komisja, po konsultacji z właściwymi zainteresowanymi stronami, przeprowadza ocenę skutków ewentualnych środków służących osiągnięciu celu, o którym mowa w ust. 3. Ta ocena skutków obejmuje między innymi:

- a) możliwe zmiany częstotliwości alokacji w odniesieniu do długoterminowych praw przesyłowych;
- b) możliwe zmiany terminów zapadalności długoterminowych praw przesyłowych w szczególności terminów zapadalności przedłużonych do co najmniej trzech lat;
- c) możliwe zmiany charakteru długoterminowych praw przesyłowych;
- d) sposoby wzmocnienia rynku wtórnego; oraz
- e) ewentualne wprowadzenie regionalnych wirtualnych hubów na rynkach terminowych.

5. W odniesieniu do regionalnych wirtualnych hubów na rynkach terminowych ocena skutków przeprowadzona zgodnie z ust. 4 obejmuje:

- a) odpowiedni zakres geograficzny regionalnych wirtualnych hubów, w tym obszarów rynkowych tworzących te huby oraz konkretnej sytuacji obszarów rynkowych należących do co najmniej dwóch wirtualnych hubów, w celu zmaksymalizowania korelacji cenowej między cenami referencyjnymi a cenami na obszarach rynkowych stanowiących regionalne wirtualne huby;
- b) poziom międzysystemowych połączeń elektroenergetycznych państw członkowskich, w szczególności tych, które nie osiągnęły celów w zakresie elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych określonych na rok 2020 i 2030 w art. 4 lit. d) pkt 1 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 (*);
- c) metodę obliczania cen referencyjnych dla regionalnych wirtualnych hubów na rynkach terminowych w celu zmaksymalizowania korelacji cenowej między ceną referencyjną a cenami obszarów rynkowych stanowiących regionalny wirtualny hub;
- d) możliwość, aby obszary rynkowe stanowiły część więcej niż jednego regionalnego wirtualnego hubu;
- e) sposoby maksymalizowania obrotu instrumentami zabezpieczającymi, które odnoszą się do regionalnych wirtualnych hubów rynków terminowych, a także długoterminowymi prawami przesyłowymi z obszarów rynkowych do regionalnych wirtualnych hubów;
- f) sposoby zapewnienia, aby wspólna platforma alokacji, o której mowa w ust. 2, oferowała alokację i ułatwiała obrót długoterminowymi prawami przesyłowymi;
- g) implikacje dotyczące wcześniej istniejących umów międzyrządowych i wynikających z nich praw.

6. Na podstawie wyników oceny skutków, o której mowa w ust. 4 niniejszego artykułu, do dnia 17 lipca 2026 r. Komisja przyjmuje akt wykonawczy w celu doprecyzowania środków i narzędzi służących osiągnięciu celów, o których mowa w ust. 3 niniejszego artykułu, oraz dokładnych cech tych środków i narzędzi. Ten akt wykonawczy przyjmuje się zgodnie z procedurą sprawdzającą, o której mowa w art. 67 ust. 2.

7. Wspólna platforma alokacji ustanowiona zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2016/1719 działa jako podmiot oferujący alokację i ułatwiający obrót długoterminowymi prawami przesyłowymi w imieniu operatorów systemów przesyłowych. Platforma ta przyjmuje formę prawną, o której mowa w załączniku II do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1132 (**).

8. Jeżeli właściwy organ regulacyjny uzna, że uczestnicy rynku mają niewystarczające możliwości zabezpieczenia, oraz po konsultacji z właściwymi organami wyznaczonymi zgodnie z art. 67 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE (***) w przypadku gdy rynki terminowe dotyczą instrumentów finansowych zdefiniowanych w art. 4 ust. 1 pkt 15 tej dyrektywy, może on zażądać od giełd energii elektrycznej lub operatorów systemów przesyłowych wdrożenia dodatkowych środków, takich jak działalność animatora rynku, w celu poprawy płynności rynków terminowych.

9. Z zastrzeżeniem zgodności z unijnym prawem konkurencji oraz z rozporządzeniami Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 648/2012(****) i (UE) nr 600/2014(*****) oraz dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE operatorzy rynku mogą opracowywać terminowe instrumenty zabezpieczające, w tym długoterminowe instrumenty zabezpieczające, aby zapewnić uczestnikom rynku, w tym właścicielom jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii, odpowiednie możliwości zabezpieczenia przed ryzykiem finansowym związanym z wahaniami cen. Państwa członkowskie nie mogą wymagać, aby tego rodzaju działania zabezpieczające mogły być ograniczone do transakcji zawieranych w danym państwie członkowskim lub na danym obszarze rynkowym.

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

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

(***) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniająca dyrektywę 2002/92/WE i dyrektywę 2011/61/UE (Dz.U. L 173 z 12.6.2014, s. 349).

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

(*****) Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 600/2014 z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniające rozporządzenie (UE) nr 648/2012 (Dz.U. L 173 z 12.6.2014, s. 84).”.

7) w art. 18 wprowadza się następujące zmiany:

a) ust. 2 i 3 otrzymują brzmienie:

„2. Metody ustalania taryf:

a) odzwierciedlają koszty stałe ponoszone przez operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych oraz uwzględniają zarówno nakłady inwestycyjne, jak i koszty operacyjne, aby zapewnić odpowiednie zachęty dla operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych w krótko- i długoterminowej perspektywie, w tym inwestycje wyprzedzające, w celu zwiększenia efektywności, w tym efektywności energetycznej;

b) zwiększają integrację rynku, integrację energii ze źródeł odnawialnych i bezpieczeństwo dostaw energii;

c) wspierają korzystanie z usług w zakresie elastyczności i umożliwiają korzystanie z elastycznych połączeń;

d) propagują efektywne i terminowe inwestycje obejmujące rozwiązania mające na celu optymalizację istniejącej sieci;

e) ułatwiają magazynowanie energii, odpowiedzi odbioru i powiązane działania badawcze;

f) przyczyniają się do osiągnięcia celów określonych w zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu, zmniejszenia wpływu na środowisko i propagowania akceptacji społecznej; oraz

g) ułatwiają innowacje w interesie konsumentów w dziedzinach takich jak cyfryzacja, usługi w zakresie elastyczności i połączenia wzajemne, w szczególności w celu rozwoju infrastruktury niezbędnej do osiągnięcia minimalnego celu w zakresie elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych na 2030 r. określonego w art. 4 lit. d) pkt 1 rozporządzenia (UE) 2018/1999.

3. W stosownych przypadkach poziom taryf stosowanych wobec wytwórców lub odbiorców końcowych, lub obu, dostarcza sygnałów lokalizacyjnych dla inwestycji na poziomie Unii, takich jak zachęty za pośrednictwem struktury taryf, w celu ograniczenia kosztów redysponowania i wzmacniania sieci energetycznej, oraz uwzględnia wielkość strat sieciowych i powodowane ograniczenia przesyłowe, a także koszty inwestycji infrastrukturalnych.”;

b) ust. 8 otrzymuje brzmienie:

„8. Metody ustalania taryf przesyłowych i dystrybucyjnych wprowadzają dla operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych zachęty do jak najbardziej racjonalnego pod względem kosztów działania i rozwoju ich sieci, w tym przez pozyskiwanie usług. W tym celu organy regulacyjne uznają odnośne koszty za kwalifikowalne, w tym koszty związane z inwestycjami wyprzedzającymi, uwzględniają te koszty w taryfach przesyłowych i dystrybucyjnych oraz, w stosownych przypadkach, wprowadzają cele w zakresie skuteczności działania, aby zachęcić operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych do zwiększania ogólnej efektywności systemowej w ich sieciach, w tym dzięki efektywności energetycznej, korzystaniu z usług w zakresie elastyczności oraz rozwojowi inteligentnych sieci i inteligentnych systemów pomiarowych.”;

c) w ust. 9 wprowadza się następujące zmiany:

(i) lit. f) otrzymuje brzmienie:

„f) metody, które zostaną określone po konsultacji z właściwymi zainteresowanymi stronami, w celu zapewnienia przejrzystości przy ustalaniu wysokości i struktury taryf, obejmujące inwestycje wyprzedzające, które są zgodne z odpowiednimi unijnymi i krajowymi celami energetycznymi oraz z uwzględnieniem obszarów przyspieszonego rozwoju ustanowionych zgodnie z dyrektywą (UE) 2018/2001”;

(ii) dodaje się następującą literę:

„i) zachęty do efektywnych inwestycji w sieci, w tym w zakresie zasobów zapewniających elastyczność i elastycznych umów przyłączeniowych.”;

8) art. 19 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

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

a) zagwarantowanie rzeczywistej dostępności przydzielonej zdolności, w tym odszkodowania z tytułu gwarancji;

b) utrzymywanie lub zwiększanie międzyobszarowych zdolności przesyłowych poprzez optymalizację wykorzystania istniejących połączeń wzajemnych dzięki skoordynowanym działaniom zaradczym, w stosownych przypadkach, lub pokrycie kosztów związanych z inwestycjami w sieć, które mają znaczenie dla zmniejszenia ograniczeń przesyłowych na połączeniu wzajemnym; lub

c) rekompensata dla operatorów elektrowni morskich wytwarzających energię elektryczną ze źródeł odnawialnych na morskim obszarze rynkowym bezpośrednio połączonym z co najmniej dwoma obszarami rynkowymi, jeżeli dostęp do wzajemnie połączonych rynków został ograniczony w taki sposób, że operator elektrowni morskiej wytwarzającej energię elektryczną ze źródeł odnawialnych nie jest w stanie eksportować swojej zdolności wytwarzania energii elektrycznej na rynek oraz, gdzie, w stosownych przypadkach, doszło do odpowiedniego spadku ceny w morskim obszarze rynkowym, w porównaniu z sytuacją bez redukcji zdolności.

Rekompensata, o której mowa w lit. c) akapit pierwszy, ma zastosowanie w przypadku, gdy w zweryfikowanych wynikach alokacji zdolności co najmniej jeden operator systemu przesyłowego albo nie udostępnił zdolności uzgodnionej w umowach przyłączeniowych dotyczących połączenia wzajemnego albo nie udostępnił zdolności na krytycznych elementach sieci zgodnie z zasadami wyliczania zdolności określonymi w art. 16 ust. 8, lub w obu tych przypadkach. Operatorzy systemów przesyłowych odpowiedzialni za ograniczenie dostępu do wzajemnie połączonych rynków są odpowiedzialni za rekompensaty dla operatorów elektrowni wytwarzających energię elektryczną z morskich źródeł odnawialnych. W ujęciu rocznym rekompensata ta nie przekracza całkowitego dochodu z ograniczeń przesyłowych wygenerowanego na połączeniach wzajemnych między odnośnymi obszarami rynkowymi.”;

9) dodaje się rozdział w brzmieniu:

„ROZDZIAŁ IIIa

Szczególne zachęty inwestycyjne służące osiągnięciu celów Unii w zakresie dekarbonizacji

Artykuł 19a

Umowy zakupu energii elektrycznej

1. Bez uszczerbku dla dyrektywy (UE) 2018/2001 państwa członkowskie propagują upowszechnianie PPA, w tym przez usuwanie nieuzasadnionych barier oraz nieproporcjonalnych lub dyskryminujących procedur lub opłat, z myślą o zapewnieniu przewidywalności cen i o osiągnięciu celów określonych w ich zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu w odniesieniu do wymiaru obniżenia emisyjności, o którym mowa w art. 4 lit. a) rozporządzenia (UE) 2018/1999, w tym w odniesieniu do energii odnawialnej, przy jednoczesnym zachowaniu konkurencyjnych i płynnych rynków energii elektrycznej oraz handlu transgranicznego.

2. Przeprowadzając przegląd niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 69 ust. 2, Komisja, po konsultacji z właściwymi zainteresowanymi stronami, ocenia potencjał i wykonalność jednej lub kilku unijnych platform rynkowych dla PPA, które mają być stosowane na zasadzie dobrowolności, w tym interakcję tych potencjalnych platform z innymi istniejącymi platformami rynku energii elektrycznej oraz łączenie popytu na PPA w drodze agregacji.

3. Państwa członkowskie zapewniają, w sposób skoordynowany, aby instrumenty takie jak systemy gwarancji po cenach rynkowych, służące zmniejszeniu ryzyka finansowego związanego z niewykonaniem płatności przez odbiorcę w ramach PPA, zostały wprowadzone i były dostępne dla odbiorców, którzy napotykają bariery wejścia na rynek PPA i nie znajdują się w trudnej sytuacji finansowej. Takie instrumenty mogą obejmować między innymi wspierane przez państwo programy gwarancji po cenach rynkowych, gwarancje prywatne lub instrumenty łączące popyt na PPA, zgodnie z odpowiednim prawem Unii. W tym celu państwa członkowskie zapewniają odpowiednią koordynację, w tym z odpowiednimi instrumentami na poziomie Unii. Państwa członkowskie mogą określać kategorie odbiorców, do których skierowane są te instrumenty, stosując niedyskryminujące kryteria względem każdej kategorii odbiorców, a także w obrębie tych kategorii.

4. Bez uszczerbku dla art. 107 i 108 TFUE, jeżeli system gwarancji dla PPA jest wspierany przez państwo członkowskie, obejmuje on przepisy mające na celu zapobieganie obniżeniu płynności na rynkach energii elektrycznej i nie może zapewniać wsparcia na zakup wytwarzania z paliw kopalnych. Państwa członkowskie mogą podjąć decyzję o ograniczeniu tych systemów gwarancji do wyłącznego wsparcia zakupu energii elektrycznej z nowej produkcji energii ze źródeł odnawialnych zgodnie z polityką państwa członkowskiego w zakresie dekarbonizacji, w tym w szczególności w przypadku, gdy rynek umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej zdefiniowanych w art. 2 pkt 17 dyrektywy (UE) 2018/2001 nie jest wystarczająco rozwinięty.

5. Systemy wsparcia na rzecz energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych dopuszczają udział projektów, w ramach których część energii elektrycznej rezerwuje się na sprzedaż w drodze PPA ze źródeł odnawialnych lub innych uzgodnień rynkowych, pod warunkiem że taki udział nie wpływa negatywnie na konkurencję na rynku, w szczególności w przypadku gdy obie strony zaangażowane w tę PPA są kontrolowane przez ten sam podmiot.

6. Przy opracowywaniu systemów wsparcia, o których mowa w ust. 5, państwa członkowskie dążą do stosowania kryteriów oceny motywujących oferentów do ułatwiania dostępu do rynku PPA dla odbiorców, którzy napotykają bariery wejścia na ten rynek, pod warunkiem że nie wpływa to negatywnie na konkurencję na rynku.

7. W PPA określa się obszar rynkowy dostawy oraz odpowiedzialność za zabezpieczenie międzyobszarowych praw przesyłowych w przypadku zmiany obszaru rynkowego zgodnie z art. 14.

8. W PPA określa się metody i warunki, na jakich odbiorcy i wytwórcy mogą odstąpić od PPA, takie jak wszelkie mające zastosowanie opłaty za odstąpienie od umowy i okresy wypowiedzenia, zgodnie z unijnym prawem konkurencji.

9. Opracowując środki mające bezpośredni wpływ na PPA, państwa członkowskie respektują ewentualne uzasadnione oczekiwania i uwzględniają wpływ tych środków na istniejące i przyszłe PPA.

10. Do 31 stycznia 2026 r., a następnie co dwa lata, Komisja ocenia, czy bariery się utrzymują i czy istnieje wystarczająca przejrzystość na rynkach PPA. Komisja może opracować szczegółowe wskazówki dotyczące usuwania barier na rynkach PPA, w tym nieproporcjonalnych lub dyskryminujących procedur lub opłat.

*Artykuł 19b***Dobrowolne wzory PPA i monitorowanie PPA**

1. ACER publikuje roczną ocenę rynku PPA na szczeblu Unii i państw członkowskich w ramach rocznego sprawozdania publikowanego zgodnie z art. 15 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2019/942.

2. Do dnia 17 października 2024 r. ACER ocenia, w ścisłej koordynacji z właściwymi instytucjami i zainteresowanymi stronami, potrzebę opracowania i wydania dobrowolnych wzorów PPA, dostosowanych do potrzeb poszczególnych kategorii kontrahentów.

W przypadku gdy w ocenie stwierdzono, że istnieje potrzeba opracowania i wydania takich dobrowolnych wzorów PPA, ACER wraz z NEMO i po konsultacji z właściwymi zainteresowanymi stronami opracowuje takie wzory, uwzględniając następujące elementy:

a) stosowanie tych wzorów umów jest dobrowolne dla umawiających się stron;

b) te wzory umów między innymi:

- (i) zapewniają różne okresy obowiązywania umowy;
- (ii) zapewniają różne formuły cenowe;
- (iii) uwzględniają profil obciążenia odbiorcy oraz profil wytwarzania wytwórcy.

*Artykuł 19c***Środki na poziomie Unii przyczyniające się do osiągnięcia dodatkowego udziału energii ze źródeł odnawialnych**

Komisja ocenia, czy środki na poziomie Unii mogą przyczynić się do wspólnego osiągnięcia przez państwa członkowskie dodatkowego 2,5 % udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w Unii w 2030 r., zgodnie z dyrektywą (UE) 2018/2001, uzupełniając środki krajowe. Komisja analizuje możliwość wykorzystania unijnego mechanizmu finansowania energii ze źródeł odnawialnych ustanowionego zgodnie z art. 33 rozporządzenia (UE) 2018/1999 do organizowania aukcji energii odnawialnej na szczeblu unijnym zgodnie z odpowiednimi ramami regulacyjnymi.

*Artykuł 19d***Systemy bezpośredniego wsparcia cen w formie dwukierunkowych kontraktów różnicowych dla inwestycji**

1. Systemy bezpośredniego wsparcia cen dla inwestycji w nowe jednostki wytwarzania energii w odniesieniu do wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł wymienionych w ust. 4 mają formę dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemów wywołujących te same skutki.

Akapit pierwszy ma zastosowanie do kontraktów w ramach systemów bezpośredniego wsparcia cen w odniesieniu do inwestycji w nową produkcję, które to kontrakty zawarto w dniu 17 lipca 2027 r. lub po tym dniu, a w przypadku hybrydowych aktywów morskich połączonych z co najmniej dwoma obszarami rynkowymi, na dzień 17 lipca 2029 r.

Udział uczestników rynku w systemach bezpośredniego wsparcia cen w formie dwukierunkowych kontraktów różnicowych i w odpowiadających im systemach wywołujących te same skutki jest dobrowolny.

2. Wszystkie systemy bezpośredniego wsparcia cen w formie dwukierunkowych kontraktów różnicowych i odpowiadające im systemy wywołujące te same skutki projektuje się tak, aby:

- a) zachować zachęty skłaniające jednostkę wytwarzania energii do efektywnego działania na rynkach energii elektrycznej oraz do efektywnego uczestnictwa w tych rynkach, w szczególności w celu odzwierciedlenia warunków rynkowych;
- b) zapobiegać jakiegokolwiek zakłócającemu wpływowi systemu wsparcia na decyzje jednostki wytwarzania energii odnośnie do eksploatacji, dysponowania i konserwacji lub na zachowania oferentów na rynkach dnia następnego, dnia bieżącego, usług pomocniczych i na rynkach bilansujących;

- c) zapewnić, by poziom ochrony minimalnego wynagrodzenia i poziom górnego limitu nadmiernego wynagrodzenia były dostosowane do kosztów nowej inwestycji i do dochodów rynkowych, tak by gwarantowały długoterminową rentowność jednostki wytwarzania energii, jednocześnie unikając nadmiernej rekompensaty;
- d) unikać nieuzasadnionych zakłóceń konkurencji i wymiany handlowej na rynku wewnętrznym, w szczególności poprzez określenie kwot wynagrodzenia w drodze otwartej, jasnej, przejrzystej i niedyskryminującej konkurencyjnej procedury przetargowej; w przypadkach gdy nie można przeprowadzić konkurencyjnej procedury przetargowej dwukierunkowe kontrakty różnicowe lub odpowiadające im systemy wywołujące te same skutki – oraz mające zastosowanie ceny wykonania – opracowuje się w sposób zapewniający, by rozdział dochodów do przedsiębiorstw nie stwarzał nieuzasadnionych zakłóceń konkurencji i wymiany handlowej na rynku wewnętrznym;
- e) unikać zakłóceń konkurencji i wymiany handlowej na rynku wewnętrznym wynikających z rozdziału dochodów do przedsiębiorstw;
- f) zawierać klauzule dotyczące kar mające zastosowanie w przypadku nieuzasadnionego jednostronnego wcześniejszego rozwiązania umowy.

3. Przy ocenianiu dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemów wywołujących te same skutki na mocy art. 107 i 108 TFUE Komisja zapewnia zgodność z zasadami projektowania w myśl ust. 2.

4. Ust. 1 ma zastosowanie do inwestycji w nowe wytwarzanie energii elektrycznej z następujących źródeł:

- a) energia wiatrowa;
- b) energia słoneczna;
- c) energia geotermalna;
- d) energia wodna z elektrowni bez zbiorników;
- e) energia jądrowa.

5. Wszelkie dochody, lub równowartość finansowa tych dochodów, wynikające z systemów bezpośredniego wsparcia cen w formie dwukierunkowych kontraktów różnicowych i odpowiadających im systemów wywołujących te same skutki, o których mowa w ust. 1, są rozdzielane między odbiorców końcowych.

Niezależnie od akapitu pierwszego dochody lub ekwiwalent o wartości finansowej tych dochodów mogą być również wykorzystywane do finansowania kosztów systemów bezpośredniego wsparcia cen lub inwestycji mających na celu zmniejszenie kosztów energii elektrycznej ponoszonych przez odbiorców końcowych.

Podział dochodów między końcowych odbiorców jest zaprojektowany w taki sposób, aby zachować zachęty dla odbiorców do zmniejszania zużycia energii elektrycznej lub przenoszenia go na okresy, w których ceny energii elektrycznej są niskie, oraz aby nie osłabiać konkurencji między dostawcami energii elektrycznej.

6. Zgodnie z art. 4 ust. 3 akapit trzeci dyrektywy (UE) 2018/2001 państwa członkowskie mogą zwolnić małe instalacje wytwarzające energię ze źródeł odnawialnych i projekty demonstracyjne z obowiązku określonego w ust. 1 niniejszego artykułu.

Artykuł 19e

Ocena potrzeb w zakresie elastyczności

1. Nie później niż rok po zatwierdzeniu przez ACER metodyki zgodnej z ust. 6, a następnie co dwa lata, organ regulacyjny lub inny organ lub podmiot wyznaczony przez państwo członkowskie sporządza sprawozdanie na temat szacowanych potrzeb w zakresie elastyczności przez okres co najmniej kolejnych pięciu do dziesięciu lat, na poziomie krajowym, mając na uwadze potrzebę racjonalnego pod względem kosztów osiągnięcia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw oraz obniżania emisyjności systemu elektroenergetycznego, z uwzględnieniem integracji odnawialnych źródeł energii o zmiennej charakterystyce wytwarzania i poszczególnych sektorów oraz oparty na wzajemnych połączeniach charakter rynku energii elektrycznej, w tym cele w zakresie połączeń międzysystemowych oraz potencjalną dostępność elastyczności transgranicznej.

Sprawozdanie, o którym mowa w akapicie pierwszym:

- a) jest spójne z oceną wystarczalności zasobów na poziomie europejskim i ocenami wystarczalności zasobów na poziomie krajowym przeprowadzonymi zgodnie z art. 23 i 24;
- b) opiera się na danych i analizach dostarczonych przez operatorów systemów przesyłowych i operatorów dystrybucyjnych każdego państwa członkowskiego zgodnie z ust. 4 i z zastosowaniem wspólnej metody określonej w ust. 4 oraz, w należycie uzasadnionych przypadkach, na dodatkowych danych i analizach.

W przypadku gdy państwo członkowskie wyznaczyło operatora systemu przesyłowego lub inny podmiot do celu przyjęcia sprawozdania, o którym mowa w akapicie pierwszym, organ regulacyjny zatwierdza lub zmienia sprawozdanie.

2. W sprawozdaniu, o którym mowa w ust. 1, co najmniej:

- a) ocenia się różne rodzaje potrzeb w zakresie elastyczności, przynajmniej w ujęciu sezonowym, dziennym i godzinowym, aby włączyć energię elektryczną wytwarzaną ze źródeł odnawialnych do systemu elektroenergetycznego, między innymi różne założenia dotyczące cen na rynku energii elektrycznej, wytwarzania energii elektrycznej i popytu na nią;
- b) uwzględnia się potencjał zasobów elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, takich jak odpowiedź odbioru i magazynowanie energii, w tym agregację i połączenia wzajemne, umożliwiające zaspokojenie potrzeb w zakresie elastyczności, zarówno na poziomie przesyłu, jak i dystrybucji;
- c) ocenia się bariery dla elastyczności na rynku i proponuje odpowiednie środki łagodzące i zachęty, w tym usunięcie barier regulacyjnych i ewentualne usprawnienia rynków i usług lub produktów związanych z pracą systemu;
- d) ocenia się wkład cyfryzacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych energii elektrycznej; oraz
- e) uwzględnia się źródła elastyczności, co do których można się spodziewać, że będą dostępne w innych państwach członkowskich.

3. Operatorzy systemów przesyłowych i operatorzy systemów dystrybucyjnych każdego państwa członkowskiego przekazują organowi regulacyjnemu lub innemu organowi lub podmiotowi wskazanemu w ust. 1 dane i analizy potrzebne do przygotowania sprawozdania, o którym mowa w ust. 1. W należycie uzasadnionych przypadkach organ regulacyjny lub inny organ lub podmiot wskazany w ust. 1 mogą zwrócić się do właściwych operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych o dostarczenie dodatkowych danych wejściowych do sprawozdania, wykraczających poza wymogi, o których mowa w ust. 4. Właściwi operatorzy systemów przesyłowych energii elektrycznej lub operatorzy systemów dystrybucyjnych energii elektrycznej wraz z operatorami systemów gazu ziemnego i systemów wodorowych współpracują w celu gromadzenia odpowiednich informacji, jeżeli jest to konieczne do celów niniejszego artykułu.

4. ENTSO energii elektrycznej i organizacja OSD UE koordynują działania operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w odniesieniu do danych i analiz, które mają być przekazane zgodnie z ust. 3. W szczególności:

- a) określają rodzaj i format danych, które operatorzy systemów przesyłowych i operatorzy systemów dystrybucyjnych mają przekazywać organom regulacyjnym lub, innemu organowi lub podmiotowi wyznaczonemu zgodnie z ust. 1;
- b) opracowują metodykę dokonywanej przez operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych analizy potrzeb w zakresie elastyczności, uwzględniając co najmniej:
 - (i) wszystkie dostępne źródła elastyczności w sposób racjonalny pod względem kosztów w różnych ramach czasowych, w tym w innych państwach członkowskich;
 - (ii) planowane inwestycje w połączenia międzysystemowe i elastyczność na poziomie przesyłu i dystrybucji; oraz
 - (iii) potrzebę obniżania emisyjności systemu elektroenergetycznego, aby osiągnąć cele Unii na 2030 r. w zakresie energii i klimatu, zdefiniowane w art. 2 pkt 11 rozporządzenia (UE) 2018/1999, oraz jej cel neutralności klimatycznej do 2050 r., określony w art. 2 rozporządzenia (UE) 2021/1119, zgodnie z porozumieniem paryskim przyjętym w ramach Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (*).

Metodyka, o której mowa w lit. b) akapitu pierwszego, zawiera kryteria przewodnie dotyczące sposobu oceny zdolności różnych źródeł elastyczności do zaspokojenia potrzeb w zakresie elastyczności.

5. ENTSO energii elektrycznej i organizacja OSD UE ściśle ze sobą współpracują w zakresie koordynacji działań operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych w odniesieniu do przekazywania danych i analiz na podstawie ust. 4.

6. Do dnia 17 kwietnia 2025 r. ENTSO energii elektrycznej i organizacja OSD UE wspólnie przedkładają ACER propozycję dotyczącą rodzaju danych i formatu, w jakim mają one zostać przedłożone organowi regulacyjnemu lub innemu organowi lub podmiotowi wyznaczonemu zgodnie z ust. 1, oraz metodyki analizy potrzeb w zakresie elastyczności, o których mowa w ust. 4. W terminie trzech miesięcy od daty otrzymania propozycji ACER zatwierdza propozycję albo wprowadza w niej zmiany. W przypadku wprowadzenia zmian ACER konsultuje się z Grupą Koordynacyjną ds. Energii Elektrycznej, ENTSO energii elektrycznej i organizacją OSD UE przed ich przyjęciem. Przyjętą propozycję publikuje się na stronie internetowej ACER.

7. Organ regulacyjny lub inny organ lub podmiot wyznaczone zgodnie z ust. 1 przedkładają Komisji i ACER sprawozdania, o których mowa w ust. 1, i publikują je. W terminie dwunastu miesięcy od otrzymania sprawozdań ACER wydaje sprawozdanie zawierające ich analizę i zalecenia dotyczące kwestii o znaczeniu transgranicznym w odniesieniu do ustaleń organu regulacyjnego lub innego organu lub podmiotu wskazanych w ust. 1, w tym zalecenia dotyczące usuwania barier utrudniających dostęp do zasobów elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi.

Wśród kwestii o znaczeniu transgranicznym ACER ocenia:

- a) w jaki sposób lepiej zintegrować analizę potrzeb w zakresie elastyczności, o której mowa w ust. 1 niniejszego artykułu, z metodyką oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim zgodnie z art. 23 i metodykę dotyczącą ogólnounijnego dziesięcioletniego planu rozwoju sieci, zapewniając ich spójność;
- b) szacowane potrzeby w zakresie elastyczności systemu elektroenergetycznego na poziomie Unii oraz jego przewidywany potencjał ekonomiczny na okres najbliższych pięciu do dziesięciu lat, z uwzględnieniem sprawozdań krajowych;
- c) potencjalne wprowadzenie dalszych środków w celu uwolnienia potencjału elastyczności na rynkach energii elektrycznej i w funkcjonowaniu systemu.

Wyniki analizy, o której mowa w akapicie drugim lit. a), mogą zostać uwzględnione w dalszych zmianach metodyk, o których mowa w tej literze, zgodnie z odpowiednimi aktami prawnymi Unii.

Europejski naukowy komitet doradczy ds. zmiany klimatu może z własnej inicjatywy przekazywać ACER informacje na temat sposobu zapewnienia zgodności z celem Unii na rok 2030 w dziedzinie energii i klimatu, i z celem osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r.

8. ENTSO energii elektrycznej aktualizuje plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym, aby uwzględnić wyniki ocen krajowych sprawozdań na temat potrzeb w zakresie elastyczności, o których mowa w ust. 1. Te raporty uwzględniane są przez operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych w swoich planach rozwoju sieci.

Artykuł 19f

Orientacyjny cel krajowy w zakresie elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi

Nie później niż sześć miesięcy po złożeniu sprawozdania zgodnie z art. 19e ust. 1 niniejszego rozporządzenia każde państwo członkowskie określi, na podstawie tego sprawozdania, orientacyjny cel krajowy w zakresie elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, w tym odpowiednie szczególne wkłady w realizację tego celu zarówno odpowiedzi odbioru, jak i magazynowania energii. Państwa członkowskie mogą osiągnąć ten cel poprzez wykorzystanie zidentyfikowanego potencjału elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, usunięcie zidentyfikowanych barier rynkowych lub poprzez systemy wsparcia elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, o których mowa w art. 19 g niniejszego rozporządzenia. Ten orientacyjny cel krajowy, w tym odpowiednie szczególne wkłady odpowiedzi odbioru i magazynowania energii w ten cel, a także środki służące jego osiągnięciu, znajdują również odzwierciedlenie w zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu państw członkowskich w odniesieniu do wymiaru »wewnętrzny rynek energii« zgodnie z art. 3, 4 i 7 rozporządzenia (UE) 2018/1999 oraz w ich zintegrowanych krajowych sprawozdaniach z postępów w dziedzinie energii i klimatu zgodnie z art. 17 tego rozporządzenia. Państwa członkowskie mogą określić wstępne orientacyjne cele krajowe przed przyjęciem sprawozdania zgodnie z art. 19e ust. 1 niniejszego rozporządzenia.

W następstwie oceny przeprowadzonej zgodnie z art. 9 rozporządzenia (UE) 2018/1999 Komisja, po otrzymaniu orientacyjnego celu krajowego określonego i przekazanego przez państwa członkowskie zgodnie z ust. 1 niniejszego artykułu, przedkłada Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdanie oceniające te sprawozdania krajowe.

Na podstawie wniosków ze sprawozdania opracowanych wraz z pierwszymi informacjami przekazanymi przez państwa członkowskie Komisja może opracować unijną strategię na rzecz elastyczności, ze szczególnym uwzględnieniem odpowiedzi odbioru i magazynowania energii w celu ułatwienia ich wdrażania, która jest spójna z celami Unii na 2030 r. w zakresie energii i klimatu oraz z celem neutralności klimatycznej do 2050 r. Tej unijnej strategii na rzecz elastyczności może towarzyszyć, w stosownych przypadkach, wniosek ustawodawczy.

Artykuł 19g

Systemy wsparcia elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi

1. W przypadkach, w których inwestycje w elastyczność niezwiązaną z paliwami kopalnymi nie są wystarczające do osiągnięcia orientacyjnego krajowego celu lub, w zależności od sytuacji, wstępnych orientacyjnych celów krajowych określonych zgodnie z art. 19f, państwa członkowskie mogą zastosować systemy wsparcia elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi polegające na płatnościach za dostępną zdolność elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, bez uszczerbku dla art. 12 i 13. Państwa członkowskie, które stosują mechanizm zdolności wytwórczych, rozważają dokonanie niezbędnych dostosowań w projektowaniu mechanizmów zdolności wytwórczych w celu promowania udziału elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, takiej jak odpowiedź odbioru i magazynowanie energii, bez uszczerbku dla możliwości korzystania przez te państwa członkowskie z systemów wsparcia elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, o których mowa w niniejszym ustępie.

2. Możliwość stosowania przez państwa członkowskie środków wsparcia elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi na podstawie ust. 1 niniejszego artykułu nie uniemożliwia państwu członkowskiemu realizacji ich orientacyjnych celów określonych w art. 19f za pomocą innych środków.

Artykuł 19h

Zasady projektowania systemów wsparcia elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi

Systemy wsparcia elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi stosowane przez państwa członkowskie zgodnie z art. 19g ust. 1:

- a) nie wykraczają poza to, co jest konieczne do osiągnięcia orientacyjnego celu krajowego lub, w stosownych przypadkach, wstępnego krajowego celu orientacyjnego określonego zgodnie z art. 19f w sposób racjonalny pod względem kosztów;
- b) ograniczają się do nowych inwestycji w zasoby elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, takie jak odpowiedź odbioru i magazynowanie energii;
- c) starają się uwzględniać kryteria lokalizacyjne, aby inwestycje w nowe zdolności były realizowane w optymalnych lokalizacjach;
- d) nie wiążą się z uruchamianiem wytwarzania energii z wykorzystaniem paliw kopalnych ulokowanego za punktem pomiarowym;
- e) dokonują selekcji dostawców zdolności w drodze otwartej, przejrzystej, konkurencyjnej, dobrowolnej, niedyskryminującej i racjonalnej pod względem kosztów procedury;
- f) zapobiegają nadmiernym zakłóceniom w sprawnym funkcjonowaniu rynków energii elektrycznej, w tym pozwalają zachować zachęty do wydajnej eksploatacji i sygnałów cenowych oraz ekspozycję na wahania cen i ryzyko rynkowe;
- g) zapewniają zachęty na rzecz wprowadzania na rynki energii elektrycznej w sposób rynkowy i reagujący na sytuację rynkową, przy unikaniu niepotrzebnych zakłóceń rynków energii elektrycznej i z uwzględnieniem ewentualnych kosztów włączenia do systemu oraz ograniczeń przesyłowych w sieci i stabilności sieci;
- h) określają minimalny poziom uczestnictwa w rynkach energii elektrycznej pod względem aktywowanej energii, z uwzględnieniem technicznej specyfiki aktywów zapewniających elastyczność;
- i) stosują odpowiednie kary wobec dostawców zdolności, którzy nie przestrzegają minimalnego poziomu uczestnictwa w rynkach energii elektrycznej, o którym mowa w lit. h), lub którzy nie stosują się do zachęt do wydajnej eksploatacji i sygnałów cenowych, o których mowa w lit. f);
- j) promują otwarcie na transgraniczny udział tych zasobów, które są w stanie zapewnić wymagane parametry techniczne, w przypadku gdy analiza kosztów i korzyści jest pozytywna.

(*) Dz.U. L 282 z 19.10.2016, s. 4.;

10) w art. 21 wprowadza się następujące zmiany:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Wdrażając środki, o których mowa w art. 20 ust. 3 niniejszego rozporządzenia, zgodnie z art. 107, 108 i 109 TFUE, państwa członkowskie mogą wprowadzić mechanizmy zdolności wytwórczych.”;

b) skreśla się ust. 7;

c) ust. 8 otrzymuje brzmienie:

„8. Mechanizmy zdolności wytwórczych zostają zatwierdzone przez Komisję na okres nie dłuższy niż 10 lat. Ilość zaangażowanych zdolności jest zmniejszana na podstawie planów wdrażania, o których mowa w art. 20 ust. 3. Po wprowadzeniu mechanizmu zdolności wytwórczych państwa członkowskie kontynuują stosowanie planu wdrażania.”;

11) skreśla się art. 22 ust. 1 lit. a);

12) art. 37 ust. 1 lit. a) otrzymuje brzmienie:

„a) skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych zgodnie z metodami opracowanymi na podstawie wytycznych w sprawie długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych ustanowionych rozporządzeniem (UE) 2016/1719, wytycznych w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi ustanowionych rozporządzeniem (UE) 2015/1222 oraz wytycznych w sprawie bilansowania energii elektrycznej ustanowionych rozporządzeniem (UE) 2017/2195”;

13) w art. 50 dodaje się ustęp w brzmieniu:

„4a. Operatorzy systemów przesyłowych publikują w przejrzysty sposób jasne informacje na temat przepustowości sieci dostępnej dla nowych przyłączeń w ich obszarach eksploatacji, o dużej szczegółowości przestrzennej, z poszanowaniem bezpieczeństwa publicznego i poufności danych, w tym przepustowości będącej przedmiotem wniosków o przyłączenie oraz możliwości elastycznego przyłączenia na obszarach, na których występują ograniczenia przesyłowe. Publikacja obejmuje informacje dotyczące kryteriów stosowanych do obliczania przepustowości sieci dostępnej dla nowych przyłączeń. Operatorzy systemów przesyłowych regularnie, co najmniej raz na miesiąc, aktualizują te informacje.

Operatorzy systemów przesyłowych przekazują użytkownikom systemu w przejrzysty sposób jasne informacje na temat statusu i sposobu rozpatrywania ich wniosków o przyłączenie, w tym, w stosownych przypadkach, informacje dotyczące elastycznych umów przyłączeniowych. Przekazują oni takie informacje w ciągu trzech miesięcy od złożenia wniosku. Jeśli przyłączenie, którego dotyczy wniosek, nie zostanie zatwierdzone ani ostatecznie odrzucone, operatorzy systemów przesyłowych regularnie, a w każdym razie co najmniej raz na kwartał, aktualizują te informacje.”;

14) w art. 57 dodaje się ustęp w brzmieniu:

„3. Operatorzy systemów dystrybucyjnych i operatorzy systemów przesyłowych współpracują ze sobą przy publikowaniu w spójny sposób spójnych informacji na temat mocy przyłączeniowych dostępnych na potrzeby nowych przyłączeń w ich odpowiednich obszarach działalności oraz wystarczająco szczegółowo eksponują informacje dla podmiotów opracowujących nowe projekty energetyczne i innych potencjalnych użytkowników sieci.”;

15) w art. 59 wprowadza się następujące zmiany:

a) w ust. 1 lit. b) otrzymuje brzmienie:

„b) zasady alokacji zdolności i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi zgodnie art. 7–10, 13–17, 19 i 35–37 niniejszego rozporządzenia i art. 6 dyrektywy (UE) 2019/944, w tym zasady dotyczące metodyk i procesów wyznaczania zdolności przesyłowych w przedziałach czasowych rynku dnia bieżącego, rynku dnia następnego i rynku terminowego, modele sieci, konfiguracja obszarów rynkowych, redysponowanie i zakupy przeciwne, algorytmy handlu, jednolite łączenie rynków dnia następnego i dnia bieżącego, różne warianty modelu zarządzania, gwarancja przyznanych międzyobszarowych zdolności przesyłowych, dystrybucja dochodów z ograniczeń przesyłowych, szczegóły i szczególne cechy narzędzi, o których mowa w art. 9 ust. 3 niniejszego rozporządzenia, poprzez odniesienie do elementów określonych w ust. 4 i 5 tego artykułu, alokacja i ułatwanie obrotu finansowymi długoterminowymi prawami przesyłowymi przez wspólną platformę alokacji, a także częstotliwość, termin zapadalności i szczególnie charakter takich długoterminowych praw przesyłowych, zabezpieczanie przed ryzykiem wynikającym z przesyłu międzystrefowego, procedury mianowania i alokacji zdolności przesyłowych i odzyskiwanie kosztów zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, a także metodyki kompensowania operatorom morskich elektrowni wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych zmniejszenia zdolności”;

b) ust. 2 lit. a) otrzymuje brzmienie:

„a) zasady przyłączenia do sieci, w tym zasady dotyczące przyłączenia instalacji odbiorczych przyłączonych do systemu przesyłowego, instalacji i systemów dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego, przyłączenia instalacji odbiorczych wykorzystywanych do zapewniania odpowiedzi odbioru, wymogi dotyczące przyłączenia do sieci instalacji wytwórczych i innych użytkowników systemu, wymogi dotyczące podłączeń do sieci prądu stałego o wysokim napięciu, wymogi dotyczące przyłączenia do sieci modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego oraz stacji przekształtnikowych prądu stałego o wysokim napięciu w oddalonej lokalizacji oraz procedury powiadomienia operacyjnego dla przyłączenia do sieci;”;

16) w art. 64 dodaje się ustępy w brzmieniu:

„2a. W drodze odstępstwa od art. 6 ust. 9, 10 i 11 Estonia, Łotwa i Litwa mogą zawierać umowy finansowe na moc bilansującą na okres do pięciu lat przed rozpoczęciem dostarczania mocy bilansującej. Okres obowiązywania takich umów nie przekracza ośmiu lat po przystąpieniu Estonii, Łotwy i Litwy do obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej.

Organy regulacyjne Estonii, Łotwy i Litwy mogą zezwolić swoim operatorom systemów przesyłowych na alokację międzyobszarowych zdolności przesyłowych w ramach procesu rynkowego określonego w art. 41 rozporządzenia (UE) 2017/2195, bez ograniczeń ilościowych, przez okres sześciu miesięcy od dnia pełnego wdrożenia i uruchomienia procesu optymalizacji alokacji zgodnie z art. 38 ust. 3 tego rozporządzenia.

2b. W drodze odstępstwa od art. 22 ust. 4 lit. b) państwa członkowskie mogą wystąpić z wnioskiem o to, aby zdolności wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., emitujące więcej niż 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej i ponad 350 kg CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych średnio w skali roku na kWh mocy zainstalowanej, mogły – z zastrzeżeniem zgodności z art. 107 i 108 TFUE – w drodze wyjątku posiadać zobowiązania lub otrzymywać płatności lub zobowiązania dotyczące przyszłych płatności po dniu 1 lipca 2025 r. w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych zatwierdzonego przez Komisję przed dniem 4 lipca 2019 r.

2c. Komisja ocenia skutki wniosku, o którym mowa w ust. 2b, pod względem emisji gazów cieplarnianych. Komisja może przyznać odstępstwo po dokonaniu oceny sprawozdania, o którym mowa w ust. 2d, jeżeli spełnione są następujące warunki:

- a) w dniu 4 lipca 2019 r. lub po tym dniu państwo członkowskie przeprowadziło konkurencyjny proces przetargowy zgodnie z art. 22 i na okres dostawy po dniu 1 lipca 2025 r., którego celem jest maksymalizacja udziału dostawców zdolności wytwórczych spełniających wymogi określone w art. 22 ust. 4;
- b) ilość zdolności wytwórczych oferowanych w konkurencyjnym procesie przetargowym, o którym mowa w lit. a) niniejszego ustępu, nie jest wystarczająca, aby rozwiązać problem związany z wystarczalnością stwierdzony na podstawie art. 20 ust. 1 w okresie dostaw, którego dotyczy ten proces przetargowy;
- c) zdolności wytwórcze emitujące więcej niż 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej posiadają zobowiązania lub otrzymują płatności lub zobowiązania dotyczące przyszłych płatności przez okres nieprzekraczający jednego roku i na okres dostawy, który nie przekracza okresu obowiązywania odstępstwa, a także zostają zamówione poprzez dodatkowy proces udzielania zamówień, który spełnia wszystkie wymogi przewidziane w art. 22, z wyjątkiem wymogów określonych w ust. 4 lit. b) tego artykułu i wyłącznie na ilość zdolności niezbędną do zaradzenia problemowi związanemu z wystarczalnością, o którym mowa w lit. b) tego ustępu.

Odstępstwo przewidziane w niniejszym ustępie może być stosowane do dnia 31 grudnia 2028 r., jeżeli przez cały okres obowiązywania odstępstwa spełnione są warunki w nim określone.

2d. Do wniosku o odstępstwo, o którym mowa w ust. 2b, dołącza się sprawozdanie państwa członkowskiego, które zawiera:

- a) ocenę wpływu odstępstwa pod względem emisji gazów cieplarnianych oraz na przejście w kierunku energii ze źródeł odnawialnych, większej elastyczności, magazynowania energii, elektromobilności i odpowiedzi odbioru;
- b) plan z celami pośrednimi dotyczący odchodzenia od udziału zdolności wytwórczych, o których mowa w ust. 2b, w mechanizmach zdolności wytwórczych do dnia wygaśnięcia odstępstwa, w tym plan pozyskania niezbędnych zdolności zastępczych zgodnie z orientacyjną krajową trajektorią ogólnego udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz ocenę barier inwestycyjnych powodujących brak wystarczających ofert w konkurencyjnym procesie przetargowym, o którym mowa w ust. 2c lit. a).”;

17) w art. 69 wprowadza się następujące zmiany:

a) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Do dnia 30 czerwca 2026 r. Komisja dokonuje przeglądu niniejszego rozporządzenia oraz przedkłada Parlamentowi Europejskiemu i Radzie kompleksowe sprawozdanie w oparciu o ten przegląd, w stosownych przypadkach wraz z wnioskiem ustawodawczym.

Sprawozdanie Komisji poddaje ocenie między innymi:

- a) skuteczność obecnej struktury i funkcjonowanie krótkoterminowych rynków energii elektrycznej, w tym w sytuacjach kryzysowych lub nadzwyczajnych, oraz, bardziej ogólnie, potencjalną nieefektywność wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz różne możliwości wprowadzenia możliwych środków zaradczych i narzędzi, które mają być stosowane w sytuacjach kryzysowych lub nadzwyczajnych, w świetle doświadczeń na poziomie międzynarodowym oraz ewolucji i rozwoju sytuacji na wewnętrznym rynku energii elektrycznej;
- b) adekwatność obecnych unijnych ram prawnych i finansowych dotyczących sieci dystrybucyjnych do osiągnięcia celów Unii w zakresie odnawialnych źródeł energii i wewnętrznego rynku energii;
- c) zgodnie z art. 19a potencjał i wykonalność ustanowienia jednej lub kilku unijnych platform rynkowych dla PPA, które mają być stosowane na zasadzie dobrowolności, w tym interakcję tych potencjalnych platform z innymi istniejącymi platformami rynku energii elektrycznej oraz łączenie popytu na PPA w drodze agregacji.”;

b) dodaje się ustęp w brzmieniu:

„3. Do dnia 17 stycznia 2025 r. Komisja przedkłada Parlamentowi Europejskiemu i Radzie szczegółowe sprawozdanie oceniające możliwości usprawnienia i uproszczenia procesu stosowania mechanizmu zdolności wytwórczych na mocy rozdziału IV, aby zapewnić państwom członkowskim możliwość terminowego rozwiązania problemów z wystarczalnością. W tym kontekście Komisja w stosownych przypadkach zwraca się do ACER o zmianę metodyki oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, o której mowa w art. 23, zgodnie z – w stosownych przypadkach – art. 23 i 27.

Do 17 kwietnia 2025 r. Komisja po konsultacjach z państwami członkowskimi przedstawia w stosownych przypadkach wnioski mające na celu usprawnienie i uproszczenie procesu oceny mechanizmów zdolności wytwórczych.”;

18) dodaje się następujący artykuł:

„Artykuł 69a

Interakcja z finansowymi aktami prawnymi Unii

Niniejsze rozporządzenie pozostaje bez uszczerbku dla stosowania rozporządzeń (UE) nr 648/2012 i (UE) nr 600/2014 oraz dyrektywy (UE) 2014/65/UE w odniesieniu do działalności uczestników rynku lub operatorów rynku związanej z instrumentami finansowymi zdefiniowanymi w art. 4 ust. 1 pkt 15 dyrektywy 2014/65/UE.”;

19) w załączniku I pkt 1.2 otrzymuje brzmienie:

„1.2. Skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych dokonuje się dla wszystkich przedziałów czasowych alokacji.”.

Artykuł 3

Wejście w życie

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

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

Sporządzono w Brukseli dnia 13 czerwca 2024 r.

W imieniu Parlamentu Europejskiego

Przewodnicząca

R. METSOLA

W imieniu Rady

Przewodnicząca

H. LAHBIB