



SEJM
RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ
IX kadencja
Prezes Rady Ministrów
RM-0610-60-21

Druk nr 1276
Warszawa, 16 czerwca 2021 r.

Pani
Elżbieta Witek
Marszałek Sejmu
Rzeczypospolitej Polskiej

Szanowna Pani Marszałek,

na podstawie art. 118 ust. 1 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej przedstawiam Sejmowi Rzeczypospolitej Polskiej projekt ustawy

- o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw.

Projekt ma na celu wykonanie prawa Unii Europejskiej.

Do prezentowania stanowiska Rządu w tej sprawie w toku prac parlamentarnych został upoważniony Minister Klimatu i Środowiska.

Z poważaniem

Mateusz Morawiecki

/podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym/

U S T A W A

z dnia

o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw^{1), 2)}

Art. 1. W ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234 i ...) wprowadza się następujące zmiany:

- 1) w art. 2 w ust. 1:
 - a) po pkt 17 dodaje się pkt 17a i 17b w brzmieniu:

„17a) jednostka wytwórcza – jednostkę wytwórczą, o której mowa w art. 3 pkt 43 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, lub inny wyodrębniony zespół urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej;

17b) limit emisji – emisja wynosząca nie więcej niż 550 g dwutlenku węgla pochodzącego z paliw kopalnych na kWh wytworzonej energii elektrycznej;”
 - b) pkt 25 otrzymuje brzmienie:

„25) okres dostaw – rok kalendarzowy albo kwartał, dla którego jest przeprowadzana aukcja dodatkowa;”
 - c) po pkt 29 dodaje się pkt 29a w brzmieniu:

„29a) rozpoczęcie produkcji komercyjnej – dzień rozpoczęcia pracy jednostki wytwórczej, zgodnie z jej przeznaczeniem, po osiągnięciu stanu, w którym praca tej jednostki jest zgodna z prawem i możliwa technicznie;”
- 2) w art. 3 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Certyfikację ogólną rozpoczyna się nie później niż w 2. tygodniu każdego roku, a kończy nie później niż w 11. tygodniu tego roku.”;
- 3) po art. 3 dodaje się art. 3a w brzmieniu:

¹⁾ Niniejsza ustawa służy stosowaniu rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54).

²⁾ Niniejszą ustawą zmienia się ustawy: ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, ustawę z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, ustawę z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, ustawę z dnia 27 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej oraz ustawę z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.

„Art. 3a. 1. Limit emisji uznaje się za spełniony przez jednostkę rynku mocy, jeśli żadna z jednostek wytwórczych wchodzących w skład jednostek fizycznych tworzących daną jednostkę rynku mocy nie przekroczyła limitu emisji w danym roku dostaw.

2. Jednostkowa emisja dwutlenku węgla w odniesieniu do jednostki wytwórczej, wyznaczana jest zgodnie z wzorem:

$$EJ = \frac{0,0036 \cdot (1 - t_{CO_2}) \cdot \sum_{p=1}^{p=n} U_p \cdot WE_p}{\eta_{proj}}$$

gdzie:

EJ – oznacza jednostkową emisję dwutlenku węgla danej jednostki wytwórczej, wyrażoną w gCO₂/kWh,

t_{CO₂} – oznacza udział emisji dwutlenku węgla, która została przeniesiona z jednostki wytwórczej, a następnie wykorzystana w sposób, o którym mowa w art. 49 ust. 1 lit. a lub b rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2018/2066 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz zmieniającego rozporządzenie Komisji (UE) nr 601/2012 (Dz. Urz. UE L 334 z 31.12.2018, str. 1, z późn. zm.³⁾), w całkowitej emisji tej jednostki, wyrażony w %,

p – oznacza paliwo,

n – oznacza liczbę paliw wykorzystywanych w danej jednostce wytwórczej,

U_p – oznacza udział energetyczny danego paliwa w całym paliwie dostarczanym do danej jednostki wytwórczej, w okresie całego roku kalendarzowego, wyrażony w %,

WE_p – oznacza wskaźnik emisji dwutlenku węgla dla danego paliwa, wyznaczony tak jak na potrzeby raportowania emisji określonych w rozporządzeniu wykonawczym Komisji (UE) 2018/2066 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz zmieniającym rozporządzenie Komisji (UE) nr 601/2012, wyrażony w kgCO₂/TJ,

³⁾ Zmiana wymienionego rozporządzenia została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 423 z 15.12.2020, str. 37.

η_{proj} – oznacza sprawność w warunkach projektowych wytwarzania energii elektrycznej w danej jednostce wytwórczej, liczoną jako iloraz mocy elektrycznej netto i całkowitego zużycia paliwa, w warunkach projektowych przy mocy osiągalnej netto, uwzględniając wyniki pomiarów eksploatacyjnych, gwarancyjnych lub pomodernizacyjnych w zależności od tego, które z nich są najnowsze.

3. W przypadku magazynów energii elektrycznej wchodzących w skład jednostek fizycznych tworzących daną jednostkę rynku mocy, na potrzeby weryfikacji spełnienia limitu emisji, przyjmuje się, że jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla EJ, w przypadku magazynów energii:

- 1) niepołączonych bezpośrednio z jednostką wytwórczą i zasilanych wyłącznie z sieci – jest równy zero;
- 2) połączonych bezpośrednio z jedną lub z większą liczbą jednostek wytwórczych – jest równy najwyższemu spośród wskaźników emisji wyznaczonych odpowiednio dla bezpośrednio połączonych jednostek wytwórczych.”;
- 4) w art. 7 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Operator opracowuje informację o prognozowanych maksymalnych wolumenach obowiązków mocowych dla poszczególnych stref określonych w art. 6 ust. 6 na podstawie średnioterminowej oceny wystarczalności wytwarzania opracowywanej cyklicznie zgodnie rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943”.”;
- 5) w art. 9:
 - a) w ust. 2 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) cenę w złotych za 1 kW;”;
 - b) ust. 9 otrzymuje brzmienie:

„9. Operator publikuje wyniki aukcji wstępnej w terminie 5 dni roboczych od dnia zakończenia aukcji mocy, której dotyczyła dana aukcja wstępna.”;
- 6) w art. 10 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Operator, w terminie 14 dni od zawarcia lub zmiany umowy, o której mowa w art. 6 ust. 3 albo 4, przekazuje Prezesowi URE i ministrowi właściwemu do spraw energii informację o jej zawarciu lub zmianie.”;
- 7) w art. 15 dodaje się ust. 6–8 w brzmieniu:

„6. Dostawca mocy nie może złożyć wniosku o certyfikację w odniesieniu do jednostki rynku mocy, która w roku dostaw, dla którego prowadzona jest dana certyfikacja, nie będzie spełniała limitu emisji, z uwzględnieniem ust. 7.

7. W przypadku jednostki rynku mocy, o której mowa w ust. 6, w skład której wchodzi wyłącznie jednostki wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., dostawca mocy może złożyć wniosek o certyfikację wyłącznie w zakresie utworzenia jednostki rynku mocy i dopuszczenia jej do udziału w rynku wtórnym.

8. Wniosku o certyfikację nie może złożyć dostawca mocy, wobec którego w terminie rozpoczęcia danej certyfikacji do aukcji głównej lub certyfikacji do aukcji dodatkowych zachodzą okoliczności, o których mowa w art. 2 pkt 18 lit. a, b, c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.⁴⁾).”;

8) w art. 16 w ust. 2:

a) uchyla się pkt 4,

b) po pkt 4 dodaje się pkt 4a w brzmieniu:

„4a) w skład której wchodzi jednostka wytwórcza, która w roku dostaw nie będzie spełniała limitu emisji i rozpoczęła produkcję komercyjną nie wcześniej niż w dniu 4 lipca 2019 r.”;

9) w art. 19:

a) w ust. 1:

– pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) w przypadku wniosku o certyfikację innego niż wniosek o utworzenie jednostki rynku mocy i dopuszczenie jej do udziału wyłącznie w rynku wtórnym – wielkość obowiązku mocowego, którą będzie oferował dostawca mocy dla tej jednostki w aukcji mocy, nie większą niż iloczyn mocy osiągalnej netto jednostki i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności”;

– w pkt 8 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 9–11 w brzmieniu:

⁴⁾ Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 329 z 15.12.2015, str. 28, Dz. Urz. UE L 149 z 07.06.2016, str. 10, Dz. Urz. UE L 156 z 20.06.2017, str. 1, Dz. Urz. UE L 236 z 14.09.2017, str. 28 oraz Dz. Urz. UE L 215 z 07.07.2020, str. 3.

- „9) oświadczenie o planowanym spełnieniu limitu emisji przez jednostkę rynku mocy w roku dostaw, którego dotyczy dana certyfikacja, albo, w przypadku, o którym mowa w art. 15 ust. 7, oświadczenie o niespełnieniu tego limitu;
- 10) oświadczenie o rozpoczęciu produkcji komercyjnej przed dniem 4 lipca 2019 r. przez wszystkie jednostki wytwórcze wchodzące w skład jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy albo o rozpoczęciu produkcji komercyjnej przez co najmniej jedną jednostkę wytwórczą wchodzącą w skład jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy w tej dacie albo później;
- 11) oświadczenie, że wobec dostawcy mocy nie zachodzą okoliczności, o których mowa w art. 2 pkt 18 lit. a, b, c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu.”,
- b) w ust. 2 w pkt 2 w lit. b, na końcu, po przecinku dodaje się wyraz „oraz” i dodaje się lit. ba w brzmieniu:
- „ba) planowane spełnienie limitu emisji przez nową jednostkę rynku mocy wytwórczą w każdym roku dostaw,”,
- c) w ust. 3 w pkt 4 w lit. b, na końcu, po przecinku dodaje się wyraz „oraz” i dodaje się lit. ba w brzmieniu:
- „ba) planowane spełnienie limitu emisji przez modernizowaną jednostkę rynku mocy wytwórczą w każdym roku dostaw,”;
- 10) w art. 20 w ust. 4:
- a) w pkt 2 lit. b otrzymuje brzmienie:
- „b) w przypadku gdy w skład jednostki rynku mocy wchodzi co najmniej jedna jednostka wytwórcza:
- parametry techniczne wszystkich jednostek wytwórczych wchodzących w skład jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania będących częścią danej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania oraz planowane spełnienie przez nie wymagań emisyjnych, zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie

zanieczyszczeniom i ich kontrola) lub odpowiednio z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania, oraz

- planowane spełnienie limitu emisji przez wszystkie jednostki wytwórcze wchodzące w skład jednostek fizycznych tworzących daną jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania w każdym roku dostaw;”;

b) dodaje się pkt 3 w brzmieniu:

- „3) informację o okresie, na jaki dostawca mocy zamierza zawrzeć umowę mocową, z uwzględnieniem art. 25 ust. 4 pkt 2–4.”;

11) po art. 23 dodaje się art. 23a w brzmieniu:

„Art. 23a. 1. W przypadku jednostek rynku mocy, które zawarły umowę mocową w wyniku aukcji głównej na więcej niż 1 okres dostaw, certyfikat wydany na podstawie art. 23 pkt 1 upoważnia do udziału w rynku wtórnym we wszystkich okresach dostaw, na które została zawarta ta umowa mocowa.

2. W przypadku skrócenia czasu trwania umowy mocowej do jednego roku, na podstawie art. 46 ust. 2 lub 3, certyfikat wydany na podstawie art. 23 pkt 1 upoważnia do udziału w rynku wtórnym w roku dostaw wynikającym ze skrócenia czasu trwania tej umowy mocowej oraz w następnym roku dostaw.

3. Na potrzeby udziału w rynku wtórnym, na podstawie certyfikatu, o którym mowa w art. 23 pkt 1, dla danej jednostki rynku mocy stosuje się, w całym okresie obowiązywania certyfikatu, korekcyjny współczynnik dyspozycyjności, który został określony dla pierwszego okresu dostaw objętego tym certyfikatem.

4. W przypadku jednostki rynku mocy, dla której w toku aukcji mocy nie została zawarta umowa mocowa lub została zawarta umowa mocowa na nie więcej niż 1 okres dostaw, certyfikat wydany na podstawie art. 23 pkt 1 upoważnia do udziału w rynku wtórnym wyłącznie w roku dostaw, w odniesieniu do którego prowadzona była dana aukcja mocy, z uwzględnieniem art. 24 ust. 2.”;

12) w art. 25 w ust. 5 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

- „1) spełni jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla na poziomie mniejszym lub równym 450 kg na 1 MWh wytwarzanej energii elektrycznej albo, w przypadku jednostek kogeneracji, energii elektrycznej i ciepła, i”;

13) w art. 29 po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:

„3a. W toku aukcji głównej, o której mowa w ust. 3, dostawca mocy może oferować obowiązek mocowy na okresy dostaw przypadające po roku, na który przeprowadzana jest ta aukcja, zgodnie z wydanym certyfikatem.”;

14) po art. 33 dodaje się art. 33a w brzmieniu:

„Art. 33a. 1. W terminie 60 dni od dnia otrzymania, zgodnie z art. 14 ust. 2, proponowanych wartości parametrów, o których mowa w art. 31 pkt 1, 2, 4 i 5 i art. 32 ust. 1 pkt 2–7 oraz ust. 3, Prezes URE przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii propozycję parametru, o którym mowa w art. 31 pkt 1, w odniesieniu do najbliższej aukcji głównej oraz najbliższych aukcji dodatkowych.

2. Prezes URE, przygotowując propozycję, o której mowa w ust. 1, może przyjąć propozycje przekazane przez operatora zgodnie z art. 14 ust. 2 lub zaproponować inne wielkości.”;

15) w art. 34 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Minister właściwy do spraw energii wydaje rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, po otrzymaniu propozycji, o której mowa w art. 33a ust. 1, i nie później niż 18 tygodni przed rozpoczęciem każdej aukcji głównej.”;

16) po art. 40 dodaje się art. 40a i art. 40b w brzmieniu:

„Art. 40a. 1. Prezes URE oblicza i ogłasza w Biuletynie Informacji Publicznej na swojej stronie podmiotowej:

- 1) wartość niedostarczonej energii elektrycznej;
- 2) koszt nowej jednostki.

2. Wielkości, o których mowa w ust. 1, są obliczane raz na 5 lat w oparciu o metodę, o której mowa odpowiednio w art. 23 ust. 6 lit. a lub b rozporządzenia 2019/943.

3. Wielkości, o których mowa w ust. 1, mogą być obliczane częściej niż w terminie określonym w ust. 2, jeżeli Prezes URE stwierdzi znaczącą zmianę tych wielkości. W takim przypadku Prezes URE ogłasza wielkości, o których mowa w ust. 1, wraz z uzasadnieniem zmiany.

Art. 40b. Prezes URE, w terminie 14 dni od dnia ogłoszenia wielkości, o których mowa w art. 40a ust. 1 pkt 1 lub 2, informuje ministra właściwego do spraw energii o ich ogłoszeniu, przedstawiając dane wykorzystywane do obliczenia kosztu nowej jednostki.”;

17) w art. 41 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) dostawca mocy zobowiązuje się do wykonywania, przez oznaczony czas, obowiązku mocowego przez określoną jednostkę rynku mocy;”;

- 18) w art. 42 w ust. 1 w pkt 4 lit. c otrzymuje brzmienie:
„c) monitorowania postępów inwestycyjnych:
– jednostek rynku mocy, w skład których wchodzi jednostka fizyczna wytwórcza planowana, w odniesieniu do których zawarto umowę mocową,
– jednostek rynku mocy, w odniesieniu do których zawarto umowę mocową na więcej niż 1 okres dostaw.”;
- 19) w art. 44 po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:
„2a. Zarządca rozliczeń rynku mocy, o którym mowa w art. 61 ust. 2, staje się stroną umowy mocowej z mocy prawa, z chwilą jej zawarcia.”;
- 20) po art. 44 dodaje się art. 44a w brzmieniu:
„Art. 44a. W trakcie trwania okresu rezygnacji, o którym mowa w art. 24a ust. 3 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 743), w odniesieniu do danej jednostki rynku mocy przyjmuje się, że jej obowiązek mocowy wynosi zero.”;
- 21) w art. 46 w ust. 2 skreśla się wyrazy „w terminie do końca pierwszego roku okresu dostaw.”;
- 22) w art. 47 dodaje się ust. 4 w brzmieniu
„4. W przypadku rozwiązania umowy mocowej dotyczącej nowej jednostki rynku mocy wytwórczej przed spełnieniem wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2, przepis ust. 1 pkt 1 i 2 stosuje się odpowiednio. W przypadku, o którym mowa w zdaniu pierwszym, dostawca mocy płaci karę odpowiadającą sumie kar, o których mowa w ust. 2, które nie stały się należne do dnia rozwiązania umowy mocowej, a które zostałyby naliczone do końca trzeciego roku dostaw albo do końca okresu na jaki została zawarta umowa mocowa, jeżeli została ona zawarta na mniej niż trzy lata dostaw.”;
- 23) po art. 47 dodaje się art. 47a i art. 47b w brzmieniu:
„Art. 47a. 1. W przypadku umowy mocowej zawartej na więcej niż 1 okres dostaw w odniesieniu do nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej, dla której uległa zmianie moc osiągalna netto jednostki fizycznej wytwórczej tworzącej tę jednostkę rynku mocy, a zmiana ta nie była większa niż 5% mocy określonej w certyfikacji do aukcji głównej, w wyniku której dana jednostka rynku mocy zawarła tę umowę mocową, dostawca mocy może wystąpić do operatora z wnioskiem o dokonanie zmiany tej mocy.

2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, zawiera uzasadnienie zmiany i może zostać złożony przez dostawcę mocy jednokrotnie, nie później niż z chwilą przedstawienia informacji, o których mowa w art. 52 ust. 2.

3. Na podstawie wniosku, o którym mowa w ust. 1, w terminie 14 dni od dnia otrzymania tego wniosku, operator dokonuje zmiany iloczynu mocy osiągalnej netto i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności ujętego w certyfikacie oraz, w przypadku zmniejszenia mocy osiągalnej netto, proporcjonalnego zmniejszenia wielkości obowiązku mocowego określonego w umowie mocowej, przez wpis zaktualizowanych danych w rejestrze. Zmniejszenie wielkości obowiązku mocowego skutkuje odpowiednio zmniejszeniem wysokości wynagrodzenia należnego dostawcy mocy za wykonywanie obowiązku mocowego zgodnie z zawartą umową mocową oraz zatrzymaniem przez operatora odpowiedniej części zabezpieczenia finansowego, o którym mowa w art. 50 ust. 1.

4. W przypadku dokonania zmian, o których mowa w ust. 3, spełnienie obowiązków, o których mowa w art. 52, odnosi się do zmienionej mocy osiągalnej netto.

5. W przypadku dokonania zmian, o których mowa w ust. 3, w ramach niezależnej ekspertyzy, o której mowa w art. 52 ust. 2 pkt 3, dostawca mocy przedstawia operatorowi dodatkowo potwierdzenie dotyczące wielkości zmienionej mocy osiągalnej netto.

Art. 47b. 1. W przypadku umowy mocowej zawartej na więcej niż 1 okres dostaw w odniesieniu do nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, która w okresie dostaw nie będzie spełniała limitu emisji, dostawca mocy może złożyć do operatora oświadczenie o jej wypowiedzeniu.

2. Od chwili złożenia oświadczenia, o którym mowa w ust. 1, realizacja postanowień umowy mocowej, o których mowa w art. 42 ust. 1 pkt 4 lit. c, zostaje zawieszona.

3. Umowa mocowa, w odniesieniu do której złożono oświadczenie, o którym mowa w ust. 1, zwana dalej „umową wypowiedaną”, ulega rozwiązaniu z chwilą wskazania operatorowi przez dostawcę mocy:

- 1) umowy mocowej spełniającej wymagania określone w ust. 4 pkt 1 oraz ust. 5 i 6, zawartej w toku aukcji mocy przeprowadzonej po złożeniu oświadczenia, o którym mowa w ust. 1, i nie później niż 12 miesięcy przed rozpoczęciem pierwszego okresu dostaw umowy wypowiedanej, oraz

2) umowy mocowej spełniającej wymagania określone w ust. 4 pkt 2 i ust. 6, zawartej w toku aukcji mocy przeprowadzonej po złożeniu oświadczenia, o którym mowa w ust. 1, i przed rozpoczęciem pierwszego okresu dostaw umowy wypowiedzianej.

4. Wielkość obowiązku mocowego objętego umową, o której mowa w ust. 3:

- 1) pkt 1 – nie może być mniejsza niż 80% obowiązku mocowego objętego umową wypowiedzianą;
- 2) pkt 2 – nie może być mniejsza od różnicy 110% obowiązku mocowego objętego umową wypowiedzianą i obowiązku mocowego objętego umową, o której mowa w ust. 3 pkt 1.

5. Umowa mocowa, o której mowa w ust. 3 pkt 1, dotyczy wyłącznie nowej jednostki rynku mocy wytwórczej składającej się z jednostki fizycznej wytwórczej zlokalizowanej w tym samym powiecie co jednostka fizyczna objęta umową wypowiedzianą.

6. Umowa mocowa, o której mowa w ust. 3 pkt 1 i 2:

- 1) dotyczy nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, która w okresie dostaw będzie spełniała limit emisji, oraz
- 2) obejmuje co najmniej taką samą liczbę okresów dostaw co umowa wypowiedziana, oraz
- 3) jest zawarta przez dostawcę mocy będącego stroną umowy wypowiedzianej albo przez podmiot należący do grupy kapitałowej, w rozumieniu art. 4 pkt 14 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. z 2021 r. poz. 275), do której należy ten dostawca mocy, z uwzględnieniem ust. 7.

7. W przypadku gdy nie jest możliwe określenie przedsiębiorcy sprawującego kontrolę, w rozumieniu art. 4 pkt 4 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów, nad dostawcą mocy będącym spółką kapitałową, umowa, o której mowa w ust. 3 pkt 1 lub 2, może być zawarta przez podmiot wchodzący w skład grupy kapitałowej, do której należy podmiot posiadający co najmniej 50% udziałów lub akcji w kapitale zakładowym dostawcy mocy.

8. W przypadku rozwiązania umowy mocowej, zgodnie z ust. 3, operator:

- 1) zwalnia zabezpieczenie finansowe, o którym mowa w art. 50 ust. 1;
- 2) umarza kary, o których mowa w art. 47 ust. 2, jeżeli stały się należne w odniesieniu do tej umowy.

9. W odniesieniu do umów, o których mowa w ust. 3, przepisów art. 47a nie stosuje się.

10. W przypadku niewskazania operatorowi przez dostawcę mocy umów, o których mowa w ust. 3, w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia pierwszego okresu dostaw określonego w umowie wypowiedzianej, oświadczenie, o którym mowa w ust. 1, nie wywołuje skutków prawnych.”;

24) w art. 48 w ust. 2:

a) w pkt 1 lit. b otrzymuje brzmienie:

„b) jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w systemie albo jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w tej samej strefie, o której mowa w art. 6 ust. 6, z tym że zastrzega się, że obowiązek mocy jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych zagranicznych może być przeniesiony także na jednostkę rynku mocy składającą się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w systemie;”;

b) w pkt 2 w lit. e średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. f i g w brzmieniu:

„f) w zakresie obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym – jednostek rynku mocy, dla których we wniosku o certyfikację nie złożono oświadczenia o planowanym spełnieniu limitu emisji, z uwzględnieniem art. 49a,

g) w zakresie obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym – jednostek rynku mocy objętych okresem rezygnacji, o którym mowa w art. 24a ust. 3 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej;”;

c) w pkt 3 lit. a i b otrzymują brzmienie:

„a) ust. 1 pkt 1 – najpóźniej 24 godziny przed rozpoczęciem okresu, którego dotyczą,

b) ust. 1 pkt 2 – po udostępnieniu przez operatora danych pomiarowo-rozliczeniowych dotyczących danego okresu zagrożenia, ale nie później niż w 5. dniu roboczym po ich udostępnieniu;”;

25) w art. 49 dodaje się ust. 3 w brzmieniu:

„3. Transakcja, o której mowa w art. 48 ust. 1 pkt 1, wpisana do rejestru po rozpoczęciu okresu, którego dotyczy – jest skuteczna w odniesieniu do tego okresu.”;

26) po art. 49 dodaje się art. 49a–49c w brzmieniu:

„Art. 49a. Przepisu art. 48 ust. 2 pkt 2 lit. f nie stosuje się w odniesieniu do:

1) obowiązku mocowego, który powstał nie później niż w dniu 31 grudnia 2019 r. w wyniku aukcji mocy, również w przypadku gdy ten obowiązek mocy został

przeniesiony, w całości lub w części, na inną jednostkę rynku mocy w wyniku transakcji na rynku wtórnym, niezależnie od liczby transakcji, którym podlegał;

- 2) jednostki rynku mocy, która uzyskała certyfikat na dany okres dostaw w certyfikacji do aukcji mocy przeprowadzonej przed aukcją główną na rok dostaw 2025, jeżeli przed zgłoszeniem do rejestru transakcji w zakresie obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym dostawca mocy złożył poprzez rejestr oświadczenie o planowanym spełnieniu limitu emisji w danym roku dostaw.

Art. 49b. W przypadku jednostki rynku mocy, która rozliczyła w danym okresie zagrożenia niewykonanie obowiązku mocowego poprzez realokację wielkości wykonania obowiązku mocowego przez inną jednostkę rynku mocy, ewentualna nadwyżka wykonania skorygowanego obowiązku mocowego powstała w wyniku realokacji nie stanowi podstawy do wypłaty premii, o której mowa w art. 66 ust 1.

Art. 49c. Do umów, których przedmiotem jest obrót wtórny obowiązkiem mocowym lub realokacja wielkości wykonania obowiązku mocowego, o których mowa w art. 48 ust. 1, przepisów ustawy z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. poz. 2019, z późn. zm.⁵⁾) nie stosuje się.”;

- 27) w art. 50 ust. 3 i 4 otrzymują brzmienie:

„3. Po zakończeniu aukcji wstępnej operator zwraca uczestnikowi aukcji wstępnej zabezpieczenia finansowe:

- 1) wniesione w odniesieniu do ofert, które nie zostały przyjęte;
- 2) w zakresie nadwyżki między maksymalną wielkością mocy w ofertach danego uczestnika aukcji wstępnej, wynikającą z wniesionego zabezpieczenia, a wielkością mocy w złożonych przez niego ofertach.

4. Po wydaniu certyfikatu dla jednostki rynku mocy składającej się z jednej lub większej liczby jednostek fizycznych zagranicznych operator zwalnia zabezpieczenie finansowe wniesione przed aukcją wstępną w wysokości równej iloczynowi stawki zabezpieczenia oraz wielkości obowiązków mocowych, które dostawca mocy oferuje w danej aukcji mocy w odniesieniu do tej jednostki rynku mocy. Pozostałą część zabezpieczenia finansowego operator zatrzymuje.”;

- 28) w art. 52:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

⁵⁾ Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2020 r. poz. 288, 1492, 1517, 2275 i 2320 oraz z 2021 r. poz. 464.

„1. Dostawca mocy, który w wyniku aukcji głównej zawarł umowę mocową dotyczącą nowej albo modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej, w terminie 24 miesięcy od dnia ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji mocy, przedstawia operatorowi dokumenty potwierdzające:

- 1) poniesienie nakładów inwestycyjnych w wysokości co najmniej 10% wymaganych nakładów inwestycyjnych, obliczonych jako iloczyn mocy osiągalnej netto danej jednostki rynku mocy i jednostkowego poziomu nakładów inwestycyjnych określonego dla danej aukcji głównej, o którym mowa odpowiednio w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a albo b;
- 2) zawarcie umów związanych z inwestycją o łącznej wartości wynoszącej co najmniej 20% wymaganych nakładów inwestycyjnych, obliczonych jako iloczyn mocy osiągalnej netto danej jednostki rynku mocy i jednostkowego poziomu nakładów inwestycyjnych określonego dla danej aukcji głównej, o którym mowa odpowiednio w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a albo b.”,

b) w ust. 2:

- po pkt 2 dodaje się pkt 2a w brzmieniu:

„2a) w przypadku nowej jednostki rynku mocy wytwórczej – wykaz punktów pomiarowych przyporządkowanych jednostce fizycznej tworzącej daną jednostkę rynku mocy;”,

- w pkt 3 w lit. b, na końcu, po przecinku dodaje się wyraz „oraz” i dodaje się lit. ba w brzmieniu:

„ba) spełnienie limitu emisji, o którym mowa odpowiednio w art. 19 ust. 2 pkt 2 lit. ba i w ust. 3 pkt 4 lit. ba lub w art. 20 ust. 4 pkt 2 lit. b tiret drugie,”,

- pkt 4 otrzymuje brzmienie:

„4) wielkość pomocy publicznej, o której mowa w art. 62 ust. 1, udzielonej do dnia przedstawienia tej informacji.”;

c) dodaje się ust. 4 w brzmieniu:

„4. Operator potwierdza spełnienie przez dostawcę mocy wymagań, o których mowa w ust. 1 i 2, przez wpis do rejestru.”;

29) w art. 53:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. W przypadku niepotwierdzonej jednostki rynku mocy:

- 1) objętej umową mocową – nie później niż na miesiąc przed rozpoczęciem okresu dostaw określonego w umowie mocowej,
 - 2) nieobjętej umową mocową – nie później niż na miesiąc przed rozpoczęciem ostatniego kwartału roku dostaw określonego w certyfikacie wydanym dla tej jednostki rynku mocy
- dostawca mocy wykonuje test zdolności redukcji zapotrzebowania, zwany dalej „testem”, polegający na dostarczaniu mocy w sposób ciągły przez okres co najmniej godziny.”,

b) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Dostawca mocy, na podstawie wniosku złożonego nie później niż 3 dni robocze od dnia uzyskania od operatora informacji o wyniku testu, otrzymuje potwierdzenie, o którym mowa w ust. 4 pkt 1, mimo negatywnego wyniku testu, jeżeli dostarczył moc w wysokości nie mniejszej niż 50% iloczynu mocy osiągalnej i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności wskazanego w certyfikacie. Potwierdzenie określa moc osiągalną odpowiadającą rzeczywiście wykonanemu obowiązkowi mocowemu podczas testu. W takim przypadku obowiązek mocy tej jednostki oraz moc osiągalną obniża się odpowiednio. Zmniejszenie wielkości obowiązku mocowego skutkuje odpowiednio zmniejszeniem wysokości wynagrodzenia należnego dostawcy mocy za wykonywanie obowiązku mocowego zgodnie z zawartą umową mocową.”;

30) po art. 53 dodaje się art. 53a w brzmieniu:

„Art. 53a. Jednostka redukcji zapotrzebowania planowana wchodząca w skład jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, nie może zostać zastąpiona jedną lub większą liczbą jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania, jeżeli spowoduje to, że jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania, w skład której wchodzi te jednostki, w okresie dostaw, nie będzie spełniała limitu emisji.”;

31) art. 54 otrzymuje brzmienie:

„Art. 54. Operator zwraca dostawcy mocy zabezpieczenie finansowe po:

- 1) wydaniu potwierdzenia:
 - a) spełnienia wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2,
 - b) o którym mowa w art. 53 ust. 4 pkt 1, albo w przypadku zawarcia umowy mocowej na więcej niż 1 rok dostaw – tego potwierdzenia i potwierdzenia spełnienia wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2,

- c) o którym mowa w art. 53 ust. 5, albo w przypadku zawarcia umowy mocowej na więcej niż 1 rok dostaw – tego potwierdzenia i potwierdzenia spełnienia wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2, z uwzględnieniem, że w obu tych przypadkach operator zwraca zabezpieczenie finansowe pomniejszone proporcjonalnie o wartość wynikającą z wyniku testu zdolności redukcji zapotrzebowania;
 - 2) stwierdzeniu wygaśnięcia certyfikatu, na wniosek dostawcy mocy, zgodnie z art. 24 ust. 2 pkt 3;
 - 3) wygaśnięciu certyfikatu zgodnie z art. 24 ust. 2 pkt 1.”;
- 32) w art. 58:
- a) po ust. 4 dodaje się ust. 4a w brzmieniu:

„4a. Przy rozliczaniu wykonania obowiązku mocowego w zakresie dostarczenia mocy w okresie zagrożenia lub w testowym okresie zagrożenia przez jednostkę rynku mocy, w której skład wchodzi wyłącznie jednostki fizyczne uczestniczące aktywnie w bilansowaniu systemu w ramach mechanizmu centralnego bilansowania, będące magazynem energii elektrycznej, uwzględnia się brak możliwości dostarczenia całości lub części tej mocy do systemu, jeżeli wynikał on z poleceń zmiany grafiku pracy tej jednostki, wydanych przez operatora.”;
 - b) ust. 5 i 6 otrzymują brzmienie:

„5. Operator systemu dystrybucyjnego przekazuje operatorowi dane pomiarowe oraz inne wymagane informacje dotyczące jednostek fizycznych na potrzeby przeprowadzania testu zdolności redukcji zapotrzebowania, weryfikacji dokumentów i informacji, o których mowa w art. 52 ust. 2, weryfikacji wniosków, o których mowa w art. 47a, wykonywania obowiązku mocowego, w tym testowych okresów zagrożenia i demonstracji, oraz na potrzeby rozliczeń. Przepis art. 9c ust. 3a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne stosuje się odpowiednio.

6. Operator informuje dostawcę mocy oraz zarządcę rozliczeń o należnym za dany miesiąc wynagrodzeniu za wykonywanie obowiązku mocowego, w terminie 7 dni po zakończeniu każdego miesiąca.”;
- 33) w art. 59 po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:
- „2a. Prezes URE oblicza jednostkową stawkę kary na dany rok dostaw i ogłasza ją w Biuletynie Informacji Publicznej na swojej stronie podmiotowej, do dnia 15 grudnia roku poprzedzającego dany rok dostaw.”;

34) w art. 60:

a) w ust. 2 pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) oblicza się jako sumę iloczynów obowiązków mocowych w godzinach, w których może wystąpić okres zagrożenia, określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 68, i odpowiadającej danemu obowiązkowi mocowemu cenie godzinowej, wyznaczonej na podstawie ceny danego obowiązku mocowego i liczby godzin w roku, w których może wystąpić okres zagrożenia, z uwzględnieniem przepisów ust. 4 i 5 oraz art. 62.”,

b) dodaje się ust. 5 w brzmieniu:

„5. Przepisy ust. 4 stosuje się także w odniesieniu do obowiązków mocowych, które zostały przeniesione w ramach obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym, niezależnie od liczby transakcji, którym podlegały.”;

35) w art. 62:

a) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Pomniejszenia wynagrodzenia, o którym mowa w ust. 1, dokonuje się proporcjonalnie przez cały okres trwania umowy mocowej, zmniejszając cenę obowiązku mocowego, z zastrzeżeniem, że w przypadku nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, która nie spełniła wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2, przed rozpoczęciem pierwszego okresu dostaw, za okres trwania umowy mocowej, na potrzeby pomniejszenia wynagrodzenia, przyjmuje się okres od dnia przedstawienia operatorowi dokumentów i informacji, o których mowa w art. 52 ust. 2.”,

b) dodaje się ust. 3–6 w brzmieniu:

„3. Pomniejszenie wynagrodzenia, o którym mowa w ust. 1, dokonywane jest w odniesieniu do całego obowiązku mocowego, dla wszystkich okresów dostaw, nowej i modernizowanej jednostki rynku mocy, którym została ona objęta w wyniku aukcji mocy.

4. Cena ustalona zgodnie z ust. 3 ma zastosowanie także w odniesieniu do obowiązków mocowych, które zostały przeniesione w ramach obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym na inną jednostkę rynku mocy, w tym jednostkę rynku mocy innego dostawcy mocy, niezależnie od liczby transakcji, którym podlegały.

5. Pomniejszenie wynagrodzenia, o którym mowa w ust. 1, dokonywane jest na podstawie informacji, o której mowa w art. 52 ust. 2 pkt 4, z uwzględnieniem ust. 6.

6. Jeżeli pomiędzy przedstawieniem informacji, o której mowa w art. 52 ust. 2 pkt 4, a rozpoczęciem okresu dostaw dostawcy mocy została udzielona pomoc publiczna, o której mowa w ust. 1, dostawca mocy zobowiązany jest, przed rozpoczęciem okresu dostaw, do aktualizacji informacji, o której mowa w art. 52 ust. 2 pkt 4. W przypadku dokonania aktualizacji, o której mowa w zdaniu pierwszym, przepisy ust. 1–5 stosuje się odpowiednio.”;

36) w art. 63:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego dla jednostki rynku mocy, w skład której wchodzi jednostka wytwórcza będąca instalacją spalania wielopaliwowego w rozumieniu art. 2 pkt 15 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii i układem hybrydowym w rozumieniu art. 2 pkt 34 tej ustawy, koryguje się w związku z otrzymywaniem świadectw pochodzenia i pokrywaniem ujemnego salda, w rozumieniu tej ustawy.”;

b) w ust. 2 po pkt 1 dodaje się pkt 1a w brzmieniu:

„1a) zatwierdzonego wniosku o pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy wymienionej w ust. 1, lub”;

c) w ust. 3 po pkt 1 dodaje się pkt 1a w brzmieniu:

„1a) ilości energii elektrycznej objętej zatwierdzonym wnioskiem o pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w ustawie wymienionej w ust. 1,”;;

37) w art. 64 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) jednostki fizycznej zagranicznej – wypłaca się po przedstawieniu przez operatora systemu przesyłowego, właściwego ze względu na lokalizację tej jednostki, danych pomiarowo-rozliczeniowych za dany okres lub innych informacji pozwalających na dokonanie rozliczeń lub po pozyskaniu przez operatora danych niezbędnych do dokonania rozliczeń;”;

38) w art. 66 ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Dostawca mocy po zakończeniu każdego roku kalendarzowego wystawia operatorowi faktury z tytułu premii należnych mu za dany rok, odrębnie w odniesieniu do poszczególnych jednostek rynku mocy tego dostawcy mocy, na podstawie informacji operatora przekazanej temu dostawcy do końca miesiąca następującego po zakończeniu roku.”;

39) w art. 67:

a) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Niezależnie od obowiązków określonych w ust. 1–3, operator może ogłosić testowy okres zagrożenia dla wybranych jednostek rynku mocy objętych obowiązkiem mocowym. W przypadku pozytywnego wyniku testowego okresu zagrożenia operator pokrywa na wniosek dostawcy mocy uzasadnione koszty związane z jego wykonaniem dla jednostki rynku mocy, przy czym wysokość rekompensaty:

- 1) nie może być wyższa niż równowartość tygodniowego wynagrodzenia dostawcy mocy w odniesieniu do tej jednostki rynku mocy – w przypadku jednostki rynku mocy wytwórczej, albo
- 2) jest równa wartości tygodniowego wynagrodzenia dostawcy mocy w odniesieniu do tej jednostki rynku mocy – w przypadku jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania.”,

b) w ust. 6 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) pozytywny, jeżeli dostarczona moc przez jednostkę rynku mocy jest nie mniejsza od pełnej wielkości obowiązku mocowego tej jednostki w testowym okresie zagrożenia, z uwzględnieniem art. 58 ust. 4a, albo”;

40) po art. 67 dodaje się art. 67a w brzmieniu:

„Art. 67a. 1. Nie później niż w terminie 90 dni kalendarzowych od zakończenia każdego roku dostaw, dostawca mocy, w odniesieniu do każdej jednostki rynku mocy certyfikowanej na zakończony rok dostaw, innej niż jednostka rynku mocy składająca się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego, składa do operatora oświadczenie o:

- 1) spełnieniu limitu emisji przez daną jednostkę rynku mocy w danym roku dostaw albo
- 2) niespełnieniu limitu emisji przez daną jednostkę rynku mocy w danym roku dostaw.

2. Oświadczenie, o którym mowa w ust. 1 pkt 1 albo 2, jest składane przez dostawcę mocy będącego osobą fizyczną albo przez osoby reprezentujące dostawcę mocy lub działające w jego imieniu, pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń. Składający oświadczenie zawiera w nim klauzulę o następującej treści: „Jestem świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny.”. Klauzula ta

zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.

3. Do oświadczenia, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, dostawca mocy, w odniesieniu do jednostki rynku mocy obejmującej co najmniej jedną jednostkę wytwórczą, w której wykorzystywane jest więcej niż jedno paliwo, termicznie przekształcane są odpady lub wychwytywany i przenoszony jest dwutlenek węgla, załącza potwierdzenie zgodności ze stanem faktycznym informacji zawartych w tym oświadczeniu wystawione przez podmiot akredytowany w zakresie, o którym mowa w pkt 1a lub 1b załącznika 1 do rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2018/2067 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie weryfikacji danych oraz akredytacji weryfikatorów na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 334 z 31.12.2018, str. 94, z późn. zm.⁶⁾).

4. Dostawca mocy, w odniesieniu do jednostki rynku mocy innej niż wskazana w ust. 3, może załączyć do oświadczenia, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, potwierdzenie zgodności ze stanem faktycznym informacji zawartych w tym oświadczeniu wystawione przez podmiot akredytowany w zakresie, o którym mowa w pkt 1a lub 1b załącznika 1 do rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2018/2067 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie weryfikacji danych oraz akredytacji weryfikatorów na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady.

5. Niezłożenie oświadczenia, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, w terminie określonym w ust. 1, lub złożenie oświadczenia niezgodnie z wymaganiami określonymi w regulaminie rynku mocy jest równoznaczne ze złożeniem oświadczenia, o którym mowa w ust. 1 pkt 2.

6. Operator może wezwać dostawcę mocy do przedstawienia wyjaśnień dotyczących złożonych oświadczeń, o których mowa w ust. 1, w trybie i terminie określonych w regulaminie rynku mocy.

7. W ramach wezwania, o którym mowa w ust. 6, operator może wezwać dostawcę mocy do załączenia potwierdzenia, o którym mowa w ust. 3 lub 4.

8. W przypadku złożenia oświadczenia, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, dostawca mocy, w odniesieniu do danej jednostki rynku mocy:

- 1) zwraca wypłaconą premię należną za rok dostaw, którego dotyczyło oświadczenie – jeżeli premia została wypłacona;

⁶⁾ Zmiana wymienionego rozporządzenia została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 423 z 15.12.2020, str. 23.

- 2) nie otrzymuje premii za rok dostaw, którego dotyczyło oświadczenie – jeżeli premia nie została wypłacona;
- 3) zwraca wypłacone wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego w roku dostaw, którego dotyczyło oświadczenie – w zakresie wynagrodzenia, które zostało wypłacone;
- 4) nie otrzymuje wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego w roku dostaw, którego dotyczyło oświadczenie – w zakresie wynagrodzenia, które nie zostało wypłacone.

9. Przepisów ust. 8 pkt 3 i 4 nie stosuje się w odniesieniu do wynagrodzenia należnego za wykonywanie obowiązku mocowego, który powstał nie później niż w dniu 31 grudnia 2019 r. w wyniku aukcji mocy, również w przypadku gdy ten obowiązek mocowy, w całości lub w części, został przeniesiony na inną jednostkę rynku mocy w wyniku transakcji na rynku wtórnym, niezależnie od liczby transakcji, którym podlegał.

10. Środki finansowe pozyskane w związku z zastosowaniem przepisów, o których mowa w ust. 8 pkt 1 i 2, przeznacza się na powiększenie puli premii, która będzie wypłacona za kolejny rok dostaw.”;

- 41) w art. 68 dodaje się ust. 3 w brzmieniu:

„3. Standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, o którym mowa w ust. 2 pkt 1, stanowi normę niezawodności, o której mowa w art. 25 ust. 2 rozporządzenia 2019/943.”;

- 42) w art. 69 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Operator pobiera opłatę na wypłatę wynagrodzenia za wykonywanie obowiązków mocowych, odpowiadającą kosztom zakupionego obowiązku mocowego oraz uzasadnionym kosztom, o których mowa w art. 77 ust. 4 i 9, zwaną dalej „opłatą mocową”.”;

- 43) art. 70 otrzymuje brzmienie:

„Art. 70. Stawkę opłaty mocowej dla odbiorców końcowych ustala się jako stawkę stosowaną do wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci w wybranych godzinach doby, wyrażoną w złotych za kWh energii elektrycznej.”;

- 44) po art. 70 dodaje się art. 70a i art. 70b w brzmieniu:

„Art. 70a. 1. Na potrzeby obliczenia wysokości opłaty mocowej należnej od odbiorców końcowych, w zależności od wielkości różnicy średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w okresie kwalifikacji,

i średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach innych niż godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w dni robocze od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, w okresie kwalifikacji, wyróżnia się następujące grupy odbiorców:

- 1) odbiorca końcowy K1 – w przypadku, gdy wielkość różnicy wynosi mniej niż 5%;
- 2) odbiorca końcowy K2 – w przypadku, gdy wielkość różnicy wynosi nie mniej niż 5% i mniej niż 10%;
- 3) odbiorca końcowy K3 – w przypadku, gdy wielkość różnicy wynosi nie mniej niż 10% i mniej niż 15%;
- 4) odbiorca końcowy K4 – w przypadku, gdy wielkość różnicy wynosi nie mniej niż 15% albo gdy wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej w godzinach innych niż godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w dni robocze od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, w okresie kwalifikacji, wynosi 0,000 MWh.

2. Różnicę średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w okresie kwalifikacji, i średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach innych niż godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w dni robocze od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, w okresie kwalifikacji, oblicza się zgodnie z wzorem:

$$\Delta S = \left(\frac{\frac{\sum_{n=1}^{n=N} Z_{S_n}}{N}}{\frac{\sum_{m=1}^{m=M} Z_{PS_m}}{M}} - 1 \right) \cdot 100\%$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- ΔS – różnicę średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w okresie kwalifikacji, i średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach innych niż godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w dni robocze od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, w okresie kwalifikacji,
- n – godzinę przypadającą na godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w okresie kwalifikacji,
- N – liczbę godzin przypadającą na godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w okresie kwalifikacji,

- m – godzinę przypadającą w godzinach innych niż godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w dni robocze od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, w okresie kwalifikacji,
- M – liczbę godzin przypadających w godzinach innych niż godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w dni robocze od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, w okresie kwalifikacji,
- Z_{Sn} – wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez odbiorcę końcowego w godzinie n, wyrażony w MWh, z dokładnością do trzech miejsc po przecinku,
- Z_{Psm} – wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez odbiorcę końcowego w godzinie m, wyrażony w MWh, z dokładnością do trzech miejsc po przecinku.

3. Za okres kwalifikacji, o którym mowa w ust. 1 i 2, uznaje się 24 godziny od godziny 0.00 do godziny 23.59.

4. Wysokość opłaty mocowej pobieranej od odbiorców końcowych oblicza się zgodnie z wzorem:

$$W_{OM} = A \cdot Z_K \cdot S_{OM}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- W_{OM} – wysokość opłaty mocowej pobieranej od odbiorców końcowych, wyrażoną w zł, z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku,
- A – współczynnik, o którym mowa w ust. 5,
- Z_K – ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej, w okresie kwalifikacji, przez odbiorcę końcowego w godzinach przypadających na godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, wyrażony w MWh, z dokładnością do trzech miejsc po przecinku,
- S_{OM} – stawkę opłaty mocowej, o której mowa w art. 74 ust. 11.

5. Współczynnik A wynosi:

- 1) 0,17 dla odbiorców końcowych K1 (AK1);
- 2) 0,50 dla odbiorców końcowych K2 (AK2);
- 3) 0,83 dla odbiorców końcowych K3 (AK3);
- 4) 1 dla odbiorców końcowych K4.

Art. 70b. 1. Podział odbiorców końcowych na grupy, o których mowa w art. 70a ust. 1, dokonywany jest odrębnie dla:

- 1) każdego punktu pomiarowego danego odbiorcy końcowego albo
- 2) każdego niebędącego punktem pomiarowym miejsca w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia ilości energii elektrycznej, w odniesieniu do której naliczana jest opłata mocowa na podstawie art. 69 ust. 5, z uwzględnieniem ust. 2.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej, na wniosek odbiorcy końcowego, dokonuje połączenia punktów, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2.

3. W przypadku połączenia punktów zgodnie z ust. 2, kwalifikacji do grup, o których mowa w art. 70a ust. 1, dokonuje się na podstawie sumy poboru energii elektrycznej we wszystkich połączonych punktach.

4. Wniosek, o którym mowa w ust. 2, może dotyczyć wyłącznie punktów, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2:

- 1) połączonych ze sobą z wykorzystaniem sieci lub instalacji danego odbiorcy końcowego, bez wykorzystania sieci innych przedsiębiorstw energetycznych, oraz
- 2) w sieci danego przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej, do którego urządzeń, instalacji lub sieci odbiorca końcowy jest bezpośrednio przyłączony.

5. W przypadku punktów pomiarowych w sieci dystrybucyjnej objętych umową kompleksową, o której mowa w art. 5 ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, wniosek, o którym mowa w ust. 2, może dotyczyć wyłącznie punktów pomiarowych wskazanych w umowie kompleksowej zawartej z jednym sprzedawcą energii elektrycznej.

6. W przypadku zlokalizowania punktów, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2, jednego odbiorcy końcowego w sieciach więcej niż jednego przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej, do którego urządzeń, instalacji lub sieci odbiorca końcowy jest bezpośrednio przyłączony, odbiorca końcowy może złożyć wniosek, o którym mowa w ust. 2, do każdego z przedsiębiorstw.

7. Wniosek, o którym mowa w ust. 2, zawiera:

- 1) nazwę i adres odbiorcy końcowego;

- 2) numer w rejestrze przedsiębiorców w Krajowym Rejestrze Sądowym, numer identyfikacji podatkowej (NIP) lub numer PESEL – w przypadku odbiorcy końcowego będącego osobą fizyczną;
- 3) wykaz punktów, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2, połączonych ze sobą z wykorzystaniem sieci lub instalacji odbiorcy końcowego, bez wykorzystania sieci innych przedsiębiorstw energetycznych.

8. Do wniosku, o którym mowa w ust. 2, dołącza się oświadczenie o spełnieniu warunku, o którym mowa w ust. 4 pkt 1 i 2, o następującej treści: „Oświadczam, że znane mi są i spełniam warunki określone w art. 70b ust. 4 pkt 1 i 2 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.”.

9. Wniosek, o którym mowa w ust. 2, może być złożony w formie pisemnej lub drogą elektroniczną za pomocą systemu teleinformatycznego, w którym uwierzytelnienie użytkownika nastąpiło przy użyciu profilu zaufanego, profilu osobistego lub innego środka identyfikacji elektronicznej wydanego w systemie identyfikacji elektronicznej przyłączonym do węzła krajowego identyfikacji elektronicznej, o którym mowa w art. 21a ust. 1 pkt 2 lit. a ustawy z dnia 5 września 2016 r. o usługach zaufania oraz identyfikacji elektronicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 1173 i 2320), adekwatnie do poziomu bezpieczeństwa środka identyfikacji elektronicznej wymaganego dla usług świadczonych w tym systemie, danych weryfikowanych za pomocą kwalifikowanego certyfikatu podpisu elektronicznego, jeżeli te dane pozwalają na identyfikację i uwierzytelnienie wymagane w celu realizacji usługi online, albo innych technologii, jeżeli zostaną udostępnione w tym systemie.

10. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej rozpatruje wniosek, o którym mowa w ust. 2, w terminie 30 dni od dnia otrzymania prawidłowo sporządzonego wniosku.

11. W przypadku gdy wniosek, o którym mowa w ust. 2, zawiera błędne informacje lub nie zawiera wszystkich informacji, o których mowa w ust. 7, lub oświadczenia, o którym mowa w ust. 8, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej niezwłocznie wzywa odbiorcę końcowego do uzupełnienia wniosku w terminie 14 dni od dnia doręczenia wezwania. Przepis ust. 9 stosuje się odpowiednio.

12. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej może odmówić połączenia punktów, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2, w przypadku gdy wniosek, o którym mowa w ust. 2, nie został uzupełniony w terminie, o którym mowa w ust. 11.

13. Połączenia punktów, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2, o którym mowa w ust. 2, dokonuje się z dniem następującym po dniu doręczenia kompletnego wniosku. Punkty, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2, połączone zgodnie z ust. 2, wyszczególnia się odpowiednio w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, o której mowa w art. 5 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, umowie kompleksowej, o której mowa w art. 5 ust. 3 tej ustawy, lub, wyłącznie w przypadku punktów, o których mowa w ust. 1 pkt 2, umowie sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w art. 5 ust. 1 tej ustawy.”;

45) uchyla się art. 71–73;

46) w art. 74:

a) w ust. 4 w pkt 2 wyrazy „, , o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 2” zastępuje się wyrazami „końcowych, przy czym dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r. – wyłącznie na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2”;

b) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Prezes URE może ustalić różne stawki opłaty mocowej na poszczególne kwartały roku dostaw dla odbiorców końcowych, uwzględniając sezonową zmienność zapotrzebowania na moc w systemie, przy czym dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r. stawki takie mogą zostać ustalone wyłącznie dla odbiorców, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2.”;

c) uchyla się ust. 6–9,

d) ust. 10 i 11 otrzymują brzmienie:

„10. Koszt rynku mocy dla odbiorców końcowych jest równy kosztowi całkowitemu rynku mocy, o którym mowa w ust. 1.

11. Stawki opłaty mocowej dla odbiorców końcowych Prezes URE kalkuluje, uwzględniając koszt rynku mocy dla odbiorców końcowych oraz ilości energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez tych odbiorców w wybranych godzinach doby, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, z uwzględnieniem art. 70a i art. 89a, zgodnie z wzorem:

$$S_{OM} = \frac{K_P}{A_{K1} \cdot Z_{K1} + A_{K2} \cdot Z_{K2} + A_{K3} \cdot Z_{K3} + Z_{K4}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

S_{OM} – stawki opłaty mocowej dla odbiorców końcowych,

K_P – koszt rynku mocy dla odbiorców końcowych, odpowiednio dla roku lub kwartału,

A_{K1} – współczynnik, o którym mowa w art. 70a ust. 5, dla odbiorców końcowych K1,

Z_{K1} – ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez odbiorców końcowych K1 w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2,

A_{K2} – współczynnik, o którym mowa w art. 70a ust. 5, dla odbiorców końcowych K2,

Z_{K2} – ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez odbiorców końcowych K2 w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2,

A_{K3} – współczynnik, o którym mowa w art. 70a ust. 5, dla odbiorców końcowych K3,

Z_{K3} – ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez odbiorców końcowych K3 w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2,

Z_{K4} – ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez odbiorców końcowych K4 w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2.”,

e) dodaje się ust. 12 w brzmieniu:

„12. Ilości energii elektrycznej, o których mowa w ust. 11 i w art. 89b ust. 2, pobranej z sieci i zużytej przez odbiorców końcowych K1 – K4, w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, wyznacza się na podstawie danych dotyczących roku poprzedzającego rok ustalania stawek opłaty mocowej przy uwzględnieniu zasad podziału odbiorców końcowych na grupy K1 – K4, które będą obowiązywały w roku, dla którego wyznaczane są stawki opłaty mocowej.”;

47) w art. 75:

a) w ust. 6:

- uchyla się pkt 1,
- pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci przez odbiorców końcowych, w wybranych godzinach doby, z uwzględnieniem podziału na grupy odbiorców końcowych K1 – K4, o których mowa w art. 70a ust. 1,”,

b) dodaje się ust. 8 w brzmieniu:

„8. Operator i płatnik opłaty mocowej przedstawiają Prezesowi URE informacje o ilościach energii elektrycznej, o których mowa w art. 74 ust. 12, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 76.”;

48) art. 76 otrzymuje brzmienie:

„Art. 76. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy sposób pobierania opłaty mocowej, w tym:

- 1) terminy i sposób przekazywania operatorowi środków z tytułu opłaty mocowej,
- 2) zakres i termin przekazywania operatorowi i płatnikowi opłaty mocowej informacji, w tym informacji o sumie należnych opłat mocowych,
- 3) okresy rozliczeniowe pomiędzy odpowiednio operatorem, płatnikami opłaty mocowej i innymi podmiotami zobowiązanymi do wnoszenia opłaty mocowej,
- 4) sposób wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców końcowych, o których mowa w art. 70 i art. 89a ust. 1 pkt 1,
- 5) zakres i termin przekazywania Prezesowi URE informacji niezbędnych do kalkulacji stawek opłaty mocowej

– biorąc pod uwagę zapewnienie sprawnego pozyskiwania środków z opłaty mocowej oraz zachęcanie odbiorców do racjonalnego wykorzystywania mocy elektrycznej w ciągu doby.”;

49) w art. 77:

- a) w ust. 1 po wyrazach „o którym mowa w art. 67 ust. 4,” dodaje się wyrazy „środki pozyskane na podstawie art. 67a ust. 8,”
- b) w ust. 2 po wyrazach „na wyodrębniony rachunek bankowy” dodaje się wyrazy „prowadzony dla zarządcy rozliczeń”,
- c) ust. 7 otrzymuje brzmienie:

„7. Nadwyżkę finansową wynikającą z różnicy ceny zamknięcia aukcji oraz ceny dla jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych w jednej strefie operator wykorzystuje w sposób określony w art. 19 ust. 2 i 3 rozporządzenia 2019/943 oraz na pokrycie kosztów operatora systemu

przesyłowego bezpośrednio połączonego z systemem, z którym została zawarta umowa, o której mowa w art. 6 ust. 4.”,

d) dodaje się ust. 9 w brzmieniu:

„9. Uzasadnione koszty związane z wykonaniem testowego okresu zagrożenia pokrywane przez operatora zgodnie z art. 67 ust. 5, a także odsetki wypłacane dostawcom mocy i uczestnikom aukcji wstępnej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 51, są pokrywane ze środków z opłaty mocowej.”;

50) w art. 78 ust. 1 i 2 otrzymują brzmienie:

„1. Środki uzyskane z opłaty mocowej, w tym wynagrodzenie zarządcy rozliczeń, o którym mowa w art. 77 ust. 4, oraz odsetki od środków pochodzących z opłaty mocowej, zgromadzonych na rachunku opłaty mocowej, nie stanowią przychodu zarządcy rozliczeń w rozumieniu ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych.

2. Środki przekazane przez zarządcę rozliczeń dostawcy mocy na podstawie ustawy oraz wydatki i koszty zarządcy rozliczeń finansowane ze środków opłaty mocowej nie stanowią u zarządcy rozliczeń kosztów uzyskania przychodu w rozumieniu ustawy wymienionej w ust. 1.”;

51) po art. 78 dodaje się art. 78a i art. 78b w brzmieniu:

„Art. 78a. Na potrzeby przygotowania sprawozdania o udzielonej pomocy publicznej innej niż pomoc publiczna w rolnictwie lub rybołówstwie, o którym mowa w art. 32 ust. 1 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej, przyjmuje się, że dniem udzielenia dostawcom mocy pomocy publicznej jest dzień przekazania pisemnej dyspozycji, o której mowa w art. 61 ust. 3.

Art. 78b. Jeżeli Sąd lub Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej stwierdzi nieważność decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w art. 60 ust. 1 z rynkiem wewnętrznym w przypadku, o którym mowa w art. 24a ust. 9 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej, środki pozostałe na rachunku, o którym mowa w art. 24a ust. 5 tej ustawy, przekazywane są na rachunek opłaty mocowej.”;

52) w art. 79 po pkt 6 dodaje się przecinek i dodaje się pkt 7 w brzmieniu:

„7) odmowy uwzględnienia wniosku, o którym mowa w art. 70b ust. 2”;

53) w art. 83 w pkt 11 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 12–16 w brzmieniu:

„12) tryb składania i rozpatrywania wniosków, o których mowa w art. 47a;

13) sposób i tryb składania oraz weryfikacji oświadczeń, o których mowa w art. 67a;

- 14) procedurę aktualizacji harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji;
 - 15) sposób i tryb naliczania i wypłaty wynagrodzenia w przypadku naliczania kar zgodnie z art. 47 ust. 2, po przedstawieniu informacji, o których mowa w art. 52 ust. 2;
 - 16) sposób i tryb uwzględniania poleceń operatora, o których mowa w art. 58 ust. 4a.”;
- 54) w art. 84 dodaje się ust. 7 w brzmieniu:
- „7. W przypadku zmiany regulaminu rynku mocy przepisy ust. 1–6 stosuje się odpowiednio.”;
- 55) w art. 85:
- a) w ust. 1:
 - uchyla się pkt 4,
 - w pkt 5 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 6 w brzmieniu:
„6) składając oświadczenie, o którym mowa w art. 67a ust. 1, przekazuje dane nieprawdziwe lub niepełne.”,
 - b) w ust. 3 w pkt 2 po wyrazach „w art. 75 ust. 6” kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się wyrazy „lub w art. 89d.”;
- 56) po dziale VI dodaje się dział VIa „Przepisy epizodyczne” w brzmieniu:

„DZIAŁ VIA

Przepisy epizodyczne

Art. 89a. 1. Dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r. stawki opłaty mocowej ustala się odrębnie w odniesieniu do odbiorców końcowych:

- 1) rozliczanych w sposób ryczałtowy – jako stawkę miesięczną, zależną od rocznego zużycia energii elektrycznej, płatną za punkt poboru energii elektrycznej rozumiany jako punkt w sieci elektroenergetycznej, w którym mierzony lub wyznaczany jest pobór energii elektrycznej, określony w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej, lub w umowie kompleksowej;
- 2) innych niż określone w pkt 1 – jako stawkę stosowaną do wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci w wybranych godzinach doby, wyrażoną w złotych za kWh energii elektrycznej.

2. Za odbiorców rozliczanych w sposób ryczałtowy, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uznaje się odbiorców końcowych:

- 1) pobierających energię elektryczną w punktach poboru energii o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zużywających energię elektryczną na potrzeby:
 - a) gospodarstw domowych,
 - b) pomieszczeń gospodarczych związanych z prowadzeniem gospodarstw domowych, o ile nie jest w nich wykonywana działalność gospodarcza,
 - c) lokali o charakterze zbiorowego mieszkania, o ile nie jest w nich wykonywana działalność gospodarcza,
 - d) mieszkań rotacyjnych, mieszkań pracowników placówek dyplomatycznych i pracowników zagranicznych przedstawicielstw,
 - e) domów letniskowych, domów kempingowych i altan w ogródkach działkowych, w których nie jest wykonywana działalność gospodarcza, oraz w przypadkach wspólnego pomiaru – administracji ogródków działkowych,
 - f) oświetlenia w budynkach mieszkalnych,
 - g) zasilania dźwigów w budynkach mieszkalnych,
 - h) węzłów cieplnych i hydroformi, będących w zarządzie administracji domów mieszkalnych,
 - i) garaży, w których nie jest wykonywana działalność gospodarcza;
- 2) zaliczonych przez przedsiębiorstwo energetyczne do odrębnej grupy taryfowej utworzonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 46 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne dla odbiorców przyłączonych do sieci, niezależnie od poziomu napięcia znamionowego sieci, których instalacje, za zgodą tego przedsiębiorstwa, nie są wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe, celem zasilania, w szczególności silników syren alarmowych, stacji ochrony katodowej gazociągów oraz oświetlania reklam, a także w przypadku krótkotrwałego poboru energii elektrycznej trwającego nie dłużej niż rok;
- 3) innych niż wymienieni w pkt 1 i 2, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV i o mocy umownej nie większej niż 16 kW.

3. Na potrzeby przypisania odbiorcy końcowego, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, do właściwej wysokości stawki opłaty mocowej, zgodnie z art. 89b ust. 3, kwalifikacja odbywa się na podstawie ilości energii elektrycznej zużytej przez tego odbiorcę w okresie jednego roku kończącego się z dniem ostatniego dokonanego odczytu. W przypadku

odbiorcy, który zużywał energię elektryczną w okresie krótszym niż jeden rok, odbiorcę kwalifikuje się do danego przedziału zużycia, przyjmując całkowitą ilość zużytej energii do dnia dokonania ostatniego odczytu.

4. Opłatę mocową należną od przedsiębiorstwa wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej oblicza się jako:

- 1) sumę iloczynów stawki opłaty mocowej dla poszczególnych przedziałów rocznego zużycia energii elektrycznej oraz liczby odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 1 pkt 1;
- 2) sumę iloczynów stawki opłaty mocowej dla danej grupy odbiorców oraz ilości energii elektrycznej pobranej z sieci w wybranych godzinach doby przez odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 1 pkt 2.

Art. 89b. 1 Dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r. Prezes URE oblicza, na podstawie danych z roku poprzedzającego rok ustalania stawek opłaty mocowej, koszt rynku mocy dla grupy odbiorców, o której mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, zgodnie z wzorem:

$$K_{GD} = \frac{Z_{GD}}{Z_K - R} \cdot K_C$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{GD} – koszt rynku mocy dla grupy odbiorców, o której mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1,

Z_{GD} – roczne zużycie energii elektrycznej w systemie przez odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1,

Z_K – roczne zużycie energii elektrycznej w systemie przez odbiorców końcowych,

R – wolumen energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 2,

K_C – całkowity koszt rynku mocy w danym roku dostaw.

2. Wolumen energii elektrycznej wynikający z podziału odbiorców końcowych, o którym mowa w art. 70a ust. 1, w danym roku lub w danym kwartale dostaw, o którym mowa w art. 74 ust. 5, oblicza się zgodnie z wzorem:

$$R = (1 - A_{K1}) \cdot Z_{K1} + (1 - A_{K2}) \cdot Z_{K2} + (1 - A_{K3}) \cdot Z_{K3}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

A_{K1} – współczynnik, o którym mowa w art. 70a ust. 5, dla odbiorców końcowych K1,

Z_{K1} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci i zużyta przez odbiorców końcowych K1 w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2,

A_{K2} – współczynnik, o którym mowa w art. 70a ust. 5, dla odbiorców końcowych K2,

Z_{K2} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci i zużyta przez odbiorców końcowych K2 w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2,

A_{K3} – współczynnik, o którym mowa w art. 70a ust. 5, dla odbiorców końcowych K3,

Z_{K3} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci i zużyta przez odbiorców końcowych K3 w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2.

3. Stawki opłaty mocowej dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, Prezes URE kalkuluje odrębnie w odniesieniu do odbiorców końcowych, zużywających rocznie:

- 1) poniżej 500 kWh energii elektrycznej;
- 2) od 500 kWh do 1200 kWh energii elektrycznej;
- 3) powyżej 1200 kWh do 2800 kWh energii elektrycznej;
- 4) powyżej 2800 kWh energii elektrycznej.

4. W celu wyznaczenia odrębnych stawek opłaty mocowej dla odbiorców, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, Prezes URE wyznacza stawkę bazową, zgodnie z wzorem:

$$S = \frac{K_{GD}}{0,25 \cdot a + 0,6 \cdot b + c + 1,4 \cdot d}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

S – stawkę bazową,

K_{GD} – koszt rynku mocy dla grupy odbiorców końcowych, o której mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1,

a – liczbę odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, zużywających rocznie poniżej 500 kWh energii elektrycznej,

b – liczbę odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, zużywających rocznie od 500 kWh do 1200 kWh energii elektrycznej,

- c – liczbę odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, zużywających rocznie powyżej 1200 kWh do 2800 kWh energii elektrycznej,
- d – liczbę odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, zużywających rocznie powyżej 2800 kWh energii elektrycznej.

5. Stawki opłaty mocowej dla poszczególnych grup odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 3, wynoszą:

- 1) $0,25 \times S/12$ na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców, o których mowa w ust. 3 pkt 1;
- 2) $0,6 \times S/12$ na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców, o których mowa w ust. 3 pkt 2;
- 3) $1 \times S/12$ na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców, o których mowa w ust. 3 pkt 3;
- 4) $1,4 \times S/12$ na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców, o których mowa w ust. 3 pkt 4.

Art. 89c. Dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r. koszt rynku mocy, o którym mowa w art. 74 ust. 10, dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2, Prezes URE oblicza zgodnie z wzorem:

$$K_P = K_C - K_{GD}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- K_P – koszt rynku mocy dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2,
- K_C – całkowity koszt rynku mocy w danym roku dostaw,
- K_{GD} – koszt rynku mocy dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1.

Art. 89d. Dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r. operator i płatnik opłaty mocowej sporządzają i przedstawiają Prezesowi URE pisemne informacje za każdy kwartał pobierania opłaty mocowej, zawierające dane dotyczące liczby punktów poboru energii elektrycznej, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, wraz z odpowiadającymi im przedziałami rocznego zużycia energii elektrycznej w terminie miesiąca następującego po upływie kwartału, za który jest sporządzana informacja.

Art. 89e. 1. Za okres kwalifikacji, o którym mowa w art. 70a ust. 3, przyjmuje się:

- 1) w latach 2021–2022 – miesiąc kalendarzowy;
- 2) w latach 2023–2024 – dekadę.

2. Za dekadę, o której mowa w ust. 1 pkt 2, uznaje się 10 kolejnych dni kalendarzowych.

3. W przypadku miesięcy kalendarzowych, które liczą 31 dni, ostatnia dekada w miesiącu wynosi 11 kolejnych dni kalendarzowych.

4. W przypadku miesiąca kalendarzowego, który liczy 28 lub 29 dni, ostatnia dekada w takim miesiącu wynosi odpowiednio 8 lub 9 kolejnych dni kalendarzowych.

Art. 89f. W zakresie nieuregulowanym w niniejszym dziale, dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r., do opłaty mocowej należnej od odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2, stosuje się odpowiednio przepisy działu III rozdziału 3.”;

57) w art. 104 uchyla się pkt 2.

Art. 2. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, 868 i ...) w art. 7 po ust. 8e dodaje się ust. 8e¹ w brzmieniu:

„8e¹. Sporządzając ekspertyzę, o której mowa w ust. 8e, dla podmiotów ubiegających się o przyłączenie:

- 1) urzędzeń, instalacji lub sieci innych niż morskie farmy wiatrowe, w tej ekspertyzie przyjmuje się, że w odniesieniu do mocy przyłączeniowej niezbędnej do zapewnienia możliwości wytwarzania energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych odpowiadającej mocy, o której mowa w:
 - a) art. 14 ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, lub jeżeli zostały wydane decyzje na podstawie art. 18 ust. 1 tej ustawy – równej sumie mocy określonych w tych decyzjach, oraz
 - b) art. 29 ust. 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych
– zostały wydane warunki przyłączenia;
- 2) morskich farm wiatrowych, które złożyły oświadczenie, o którym mowa w art. 48 ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, w tej ekspertyzie przyjmuje się, że w odniesieniu do, zawartej w ogłoszeniu o aukcji, maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, o której mowa w art. 30 ust. 2 pkt 4 tej ustawy, powiększonej o 500 MW, zostały wydane warunki przyłączenia, także w

przypadku gdy wniosek o wydanie warunków przyłączenia został złożony przed tym ogłoszeniem.”.

Art. 3. W ustawie z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 3a ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Oświadczenia woli składane w związku z dokonywaniem czynności w zakresie obrotu towarami giełdowymi oraz prawami lub obowiązkami, o których mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234, ... i ...), mogą być składane w postaci elektronicznej.”;

2) w art. 5:

a) po ust. 2j dodaje się ust. 2k w brzmieniu:

„2k. Spółka, o której mowa w ust. 1, może również organizować rynek transakcji na rynku wtórnym, o których mowa w art. 48 ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.”,

b) po ust. 3b dodaje się ust. 3c w brzmieniu:

„3c. Spółka, o której mowa w ust. 1, może również dokonywać rozliczeń transakcji, o których mowa w ust. 2k, oraz dokonywać zgłoszeń tych transakcji do podmiotu prowadzącego właściwy rejestr lub system, a także przysyłać informacje o tych transakcjach do innych podmiotów, jeżeli taki obowiązek spoczywa na stronie transakcji zgodnie z przepisami prawa.”;

3) w art. 9 dodaje się ust. 11 w brzmieniu:

„11. Podmioty, o których mowa w ust. 3 pkt 1 i 2, mogą być uczestnikami rynku, o którym mowa w art. 5 ust. 2k, w zakresie prowadzenia działalności brokerskiej polegającej na zawieraniu transakcji, o których mowa w art. 48 ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, w imieniu własnym na rachunek dającego zlecenie.”;

4) w art. 14:

a) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Giełdowa izba rozrachunkowa nie może prowadzić działalności innej niż określona w ust. 2 i 2b–2e, z zastrzeżeniem ust. 3a.”,

b) po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:

„3a. Spółka prowadząca giełdową izbę rozrachunkową może także dokonywać obsługi finansowej, wykonywać zadania określone w art. 15 ust. 5 i 6 oraz

dokonywać zgłoszeń transakcji na rynku wtórnym, o których mowa w art. 48 ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.”.

Art. 4. W ustawie z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (Dz. U. z 2021 r. poz. 328, 355 i 680) w art. 68a po ust. 14a dodaje się ust. 14b w brzmieniu:

„14b. Spółka akcyjna, o której mowa w ust. 14, może prowadzić działalność w zakresie określonym w art. 14 ust. 3a ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.”.

Art. 5. W ustawie z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 1874) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 20 ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Środki przekazane przez Zarządcę Rozliczeń S.A. na rzecz wytwórcy oraz wydatki i koszty finansowane ze środków, o których mowa w ust. 5, nie stanowią u Zarządcy Rozliczeń S.A. kosztów uzyskania przychodu w rozumieniu ustawy, o której mowa w ust. 2.”;

2) w art. 54 w ust. 1 pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) depozytach bankowych i dłużnych papierach wartościowych emitowanych, poręczanych lub gwarantowanych przez banki w walucie polskiej”.

Art. 6. W ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz.) w art. 8 pkt 6 otrzymuje brzmienie:

„6) w art. 58 ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Operator systemu dystrybucyjnego przekazuje operatorowi dane pomiarowe, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 69 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, oraz inne wymagane informacje dotyczące jednostek fizycznych na potrzeby przeprowadzania testu zdolności redukcji zapotrzebowania, weryfikacji dokumentów i informacji, o których mowa w art. 52 ust. 2, weryfikacji wniosków, o których mowa w art. 47a, wykonywania obowiązku mocowego, w tym testowych okresów zagrożenia i demonstracji, oraz na potrzeby rozliczeń. Przepis art. 9c ust.

3a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne stosuje się odpowiednio.””.

Art. 7. 1. Do certyfikacji do aukcji dodatkowych na okresy dostaw przypadające na lata 2023–2024 oraz pierwszy i drugi kwartał 2025 r., w odniesieniu do jednostek rynku mocy, w skład których wchodzi wyłącznie jednostki wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., przepisów art. 15 ust. 6 i 7 ustawy zmienianej w art. 1 nie stosuje się.

2. Do jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej wchodzącej w skład jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, objętej umową mocową zawartą nie później niż w dniu 31 grudnia 2019 r., przepisu art. 53a ustawy zmienianej w art. 1 nie stosuje się.

3. Do jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej wchodzącej w skład jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, objętej umową mocową zawartą w toku aukcji dodatkowych na okresy dostaw przypadające na lata 2022–2024 oraz pierwszy i drugi kwartał 2025 r., zastępowanej jednostkami fizycznymi, w skład których wchodzi wyłącznie jednostki wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., przepisu art. 53a ustawy zmienianej w art. 1 nie stosuje się.

4. Na potrzeby umów mocowych zawartych nie później niż w dniu 31 grudnia 2019 r. w wyniku aukcji głównych, przepisu art. 52 ust. 2 pkt 3 lit. ba ustawy zmienianej w art. 1 nie stosuje się.

Art. 8. W odniesieniu do jednostek rynku mocy, w skład których wchodzi wyłącznie jednostki wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., przepisy art. 67a ustawy zmienianej w art. 1 stosuje się od roku dostaw 2025, przy czym w odniesieniu do roku dostaw 2025 zwrot lub brak wypłaty wynagrodzenia, o których mowa w art. 67a ust. 8 pkt 3 i 4 tej ustawy, dotyczy wyłącznie wynagrodzenia należnego za wykonywanie obowiązku mocowego w okresie od dnia 1 lipca 2025 r. do dnia 31 grudnia 2025 r.

Art. 9. 1. W przypadku zawarcia umowy mocowej, obejmującej okres od dnia 1 lipca 2025 r. do dnia 31 grudnia 2025 r., w toku aukcji głównej na rok dostaw 2025 w odniesieniu do jednostki rynku mocy, dla której we wniosku o certyfikację nie zadeklarowano spełnienia w tym roku dostaw limitu emisji w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 17b ustawy zmienianej w art. 1, zwanego dalej „limitem emisji”, w odniesieniu do wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego, którym dana jednostka została objęta w toku aukcji głównej na rok dostaw 2025,

przepisów art. 67a ust. 8 pkt 3 i 4 ustawy zmienianej w art. 1 nie stosuje się, w przypadku gdy dana jednostka rynku mocy w roku 2025 spełni pozostałe wymagania wynikające z art. 22 ust. 4 lit. b rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54).

2. W przypadku zastąpienia jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej, dotyczącego roku dostaw 2025, przepis ust. 1 stosuje się odpowiednio.

3. W odniesieniu do jednostek rynku mocy, w skład których wchodzi jednostki wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., jak i jednostki wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną nie wcześniej niż w tym dniu, limit emisji, w odniesieniu do okresów dostaw przypadających do dnia 30 czerwca 2025 r., uważa się za spełniony, jeżeli żadna z jednostek wytwórczych, które rozpoczęły produkcję komercyjną nie wcześniej niż w dniu 4 lipca 2019 r., wchodzących w skład takiej jednostki rynku mocy, nie przekroczyła limitu emisji w danym roku dostaw.

Art. 10. Do wyznaczania wielkości, o których mowa w art. 3a ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, w odniesieniu do okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2021 r., stosuje się przepisy rozporządzenia Komisji (UE) nr 601/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) (Dz. Urz. UE L 181 z 12.07.2012, str. 30, z późn. zm.⁷⁾).

Art. 11. 1. Przepis art. 48 ust. 2 pkt 2 lit. f ustawy zmienianej w art. 1 stosuje się do obowiązków mocowych obejmujących okres przypadający po dniu 30 czerwca 2025 r.

2. W odniesieniu do jednostki rynku mocy, o której mowa w art. 7 ust. 1, przepisu art. 48 ust. 2 pkt 2 lit. f ustawy zmienianej w art. 1, nie stosuje się.

Art. 12. 1. Przepisy art. 23a, art. 47 ust. 4, art. 47a, art. 47b, art. 52, art. 53 ust. 5, art. 58 ust. 4a i 6, art. 60 ust. 2 pkt 2, art. 62 ust. 2–6, art. 63 ust. 1–3, art. 64 pkt 1 oraz art. 67 ust. 5 i 6 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, stosuje się także do umów mocowych zawartych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.

⁷⁾ Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 347 z 15.12.2012, str. 43, Dz. Urz. UE L 65 z 05.03.2014, str. 27, Dz. Urz. UE L 201 z 10.07.2014, str. 1 oraz Dz. Urz. UE L 334 z 31.12.2018, str. 1.

2. Przepisy art. 15 ust. 6–8 ustawy zmienianej w art. 1 stosuje się także w przypadku rozpoczętej i niezakończzonej przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy certyfikacji do aukcji.

Art. 13. 1. Operator w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 27 ustawy zmienianej w art. 1 przedłoży Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia projekt zmiany regulaminu rynku mocy, o którym mowa w art. 83 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie 45 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1, termin zatwierdzenia zmiany regulaminu rynku mocy wynosi 30 dni.

Art. 14. Przepisy art. 70a i art. 70b ustawy zmienianej w art. 1 stosuje się od pierwszego dnia miesiąca następującego po dniu wejścia w życie niniejszej ustawy, z tym że do odbiorcy końcowego w zakresie punktów, o których mowa w art. 70b ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy zmienianej w art. 1, w sieci:

- 1) średnich napięć, obejmujących napięcia wyższe niż 1 kV i niższe niż 110 kV – przepisy te stosuje się od dnia 1 stycznia 2022 r.;
- 2) niskich napięć, obejmujących napięcia nie wyższe niż 1 kV, w zakresie odbiorców:
 - a) końcowych o mocy umownej większej niż 16 kW, z wyłączeniem odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1 – przepisy te stosuje się od dnia 1 stycznia 2025 r.,
 - b) innych odbiorców końcowych niż wskazani w lit. a – przepisy te stosuje się od dnia 1 stycznia 2028 r.

Art. 15. Minister właściwy do spraw energii, nie później niż w 2026 r., dokona oceny stopnia przygotowania infrastruktury pomiarowo-rozliczeniowej do terminów określonych w art. 14 oraz w art. 89b ustawy zmienianej w art. 1, w odniesieniu do odbiorcy końcowego w zakresie punktów, o których mowa w art. 70b ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy zmienianej w art. 1.

Art. 16. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie:

- 1) art. 68 ustawy zmienianej w art. 1 zachowują moc do dnia wejścia w życie nowych przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 68 ustawy zmienianej w art. 1,
- 2) art. 76 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym, zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 76 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą

– jednak nie dłużej niż 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy i mogą być zmieniane na podstawie przepisów upoważniających w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 17. 1. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wynikających z niniejszej ustawy wynosi w:

- 1) 2021 r. – 0 zł;
- 2) 2022 r. – 800 000 zł;
- 3) 2023 r. – 220 000 zł;
- 4) 2024 r. – 300 000 zł;
- 5) 2025 r. – 260 000 zł;
- 6) 2026 r. – 280 000 zł;
- 7) 2027 r. – 300 000 zł;
- 8) 2028 r. – 300 000 zł;
- 9) 2029 r. – 300 000 zł;
- 10) 2030 r. – 300 000 zł.

2. Prezes URE monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1, oraz wdraża mechanizmy korygujące, o których mowa w ust. 3.

3. W przypadku gdy wielkość wydatków po pierwszym półroczu danego roku budżetowego wyniesie więcej niż 65% limitu wydatków przewidzianych na dany rok, dysponent środków obniża wielkość środków przeznaczonych na wydatki w drugim półroczu o kwotę stanowiącą różnicę pomiędzy wielkością tego limitu a kwotą przekroczenia wydatków.

4. W przypadku gdy wielkość wydatków w poszczególnych miesiącach jest zgodna z planem finansowym, przepisu ust. 3 nie stosuje się.

Art. 18. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem art. 6, który wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2024 r.

UZASADNIENIE

I. Potrzeba i cel wydania ustawy

Obserwowana sytuacja na krajowym i europejskim rynku energii elektrycznej, polegająca na braku efektu zachęty do budowy nowych mocy o sterowalnej produkcji energii elektrycznej oraz zapowiedź wycofania znacznych ilości mocy z eksploatacji, w wyniku braku opłacalności dostosowania ich do konkluzji BAT, poskutkowała decyzją władz polskich o wprowadzeniu rynku mocy w Polsce, czyli przejściu z rynku jednotowarowego (tylko energii) na rynek dwutowarowy (energii i mocy). Efektem intensywnych prac wszystkich interesariuszy było przyjęcie przez Sejm Rzeczypospolitej Polskiej w dniu 8 grudnia 2017 r. ustawy o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247).

Skutki wprowadzenia rynku mocy zostaną szczegółowo przeanalizowane przy okazji sporządzania analizy, o której mowa w art. 103 ustawy o rynku mocy (w terminie do 2024 r.), lecz już dzisiaj należy ocenić, że rynek mocy pozwolił na modernizację znacznej części majątku wytwórczego potrzebnego do prawidłowego bilansowania mocy w KSE oraz pozwolił na budowę nowych bloków i uzyskanie pozytywnych wyników ekonomicznych będących w budowie przedsięwzięć. Ponadto rynek mocy aktywizuje nowych uczestników rynku takich jak dostawców usług DSR czy inwestorzy planujący budowę magazynów energii. W roku 2016 oraz 2017, czyli w okresie gdy konstruowany był rynek mocy i procedowany w Komisji Europejskiej, ówczesne analizy wystarczalności mocy wskazywały, że od 2021 r. mogą w Polsce występować cyklicznie problemy z wystarczalnością generacji, podobne do tych z sierpnia 2015 r. Obecnie, po wprowadzeniu rynku mocy, w horyzoncie lat 2021 – 2025 nie identyfikuje się istotnego zagrożenia dla możliwości zapewnienia zbilansowania systemu elektroenergetycznego.

Niezależnie od powyższego, kontynuacja rynku mocy w wypracowanej formule nie jest możliwa i wymagane jest dostosowanie przepisów krajowych do przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej (dalej: „rozporządzenie rynkowe”). Ww. rozporządzenie wprowadza, między innymi, istotne zmiany z zakresu stosowania mechanizmów mocowych w krajach członkowskich Unii Europejskiej. Przepisy wymagają zmian w szczególności w zakresie ograniczenia udziału w mechanizmach mocowych jednostek emitujących powyżej 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh wytworzonej energii elektrycznej oraz średniorocznie powyżej 350 kg CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kW mocy elektrycznej zainstalowanej. Przepisy rozporządzenia rynkowego od dnia 4 lipca 2019 r. wykluczają z uczestnictwa w rynku mocy nowe jednostki wytwórcze (nieprowadzące produkcji komercyjnej przed tą datą) emitujące więcej niż 550 g CO₂/kWh, a od dnia 1 lipca 2025 r. także jednostki istniejące (prowadzące produkcję komercyjną przed 4 lipca 2019 r.) emitujące więcej niż 550 g CO₂/kWh oraz ponad 350 kg

CO₂/kW (średnio w skali roku). Należy zaznaczyć przy tym, że wprowadzane zmiany, zgodnie z przepisami przedmiotowego rozporządzenia, zachowują w mocy umowy mocowe zawarte przed 31 grudnia 2019 r., co przekłada się na konieczność wprowadzenia stosownych przepisów przejściowych.

Celem przedłożonego projektu ustawy o rynku mocy jest zapewnienie zgodności przepisów ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy z przepisami rozporządzenia rynkowego, przy czym mając na uwadze, że jednostki wytwórcze emitujące powyżej 550 g CO₂/kWh:

- stanowią większość spośród wszystkich jednostek wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym,
- stanowią większość spośród wszystkich jednostek uczestniczących dotychczas w rynku mocy,
- do czasu transformacji sektora elektroenergetycznego są istotne dla zachowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

przyjęto, że przedłożony projekt ustawy będzie obejmował zmiany niezbędne dla wdrożenia przepisów rozporządzenia rynkowego. Przyszłe funkcjonowanie jednostek emitujących powyżej 550g CO₂/kWh będzie przedmiotem odrębnych prac analitycznych i legislacyjnych. Na tym etapie przyjęto także, że dla zachowania stymulującej roli rynku mocy w odniesieniu do nowych mocy wytwórczych (spełniających nowe limity emisji) przepisy rozporządzenia rynkowego zostaną wdrożone w sposób, który nie będzie pozwalał na bezpośrednią konkurencję pomiędzy źródłami niskoemisyjnymi a jednostkami emitującymi powyżej 550g CO₂/kWh. Z uwagi na wprowadzaną rozporządzeniem 943/2019 tzw. harmonizację minimalną, stwierdzono konieczność zrezygnowania z dopuszczenia do udziału w rynku mocy jednostek emitujących powyżej 550g CO₂/kWh i średniorocznie poniżej 350 kg CO₂/kW.

Dodatkowo, w celu wsparcia realizacji nowych źródeł wytwórczych, w tym w szczególności źródeł niskoemisyjnych oraz zwiększenia zachęt do redukcji zapotrzebowania w okresie szczytowego zapotrzebowania, co przyczynia się do realizacji podstawowego celu ustanowienia rynku mocy, jakim jest zwiększenie stabilności systemu elektroenergetycznego, w projekcie ustawy ujęto:

- możliwość konwersji jednostki posiadającej zawartą umowę mocową i niespełniającej limitu emisji 550g CO₂/kWh na jednostkę spełniającą ten limit poprzez zmianę technologii wytwarzania energii elektrycznej, realizowaną w ramach istniejącej umowy lub w ramach zastąpienia istniejącej umowy nowymi umowami mocowymi;
- możliwość zmiany mocy osiągalnej nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, jeżeli moc takiej jednostki po jej realizacji nieznacznie odbiegać będzie od mocy, która była zakładana na etapie planowania, co pozwoli na uniknięcie wzrostu jednostkowej emisji, wywołanego koniecznością wprowadzenia mniej sprawnych instalacji zapewniających brakującą moc;

- obniżenie opłaty mocowej dla jednostek o płaskim profilu zużycia.

Ponadto, mając na uwadze dotychczasowe doświadczenia z funkcjonowania rynku mocy, w projekcie ustawy wprowadzono drobne usprawnienia i doprecyzowania o charakterze technicznym – nie wpływające na zasady funkcjonowania mechanizmu.

Projekt nie podlega notyfikacji zgodnie z trybem przewidzianym w przepisach dotyczących sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych.

II. Uzasadnienie szczegółowe

Art. 1 projektu ustawy

W pkt 1 rozszerzono zakres definicji ustawowych o definicje jednostki wytwórczej, w rozumieniu szerszym niż w ustawie - Prawo energetyczne. Wynika to z możliwości udziału w rynku jednostek nienależących do przedsiębiorstw energetycznych w rozumieniu tej ustawy, a także jednostek zgłaszanych przez agregatorów oraz indywidualnych jednostek DSR. Ponadto dodaje się definicję pojęcia limitu emisji (dodawany do art. 2 pkt 17b) oraz rozpoczęcia produkcji komercyjnej (dodawany do art. 2 pkt 29a). Limit emisji został zdefiniowany jako emisja wynosząca nie więcej niż 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh wytworzonej energii elektrycznej. Rozpoczęcie produkcji komercyjnej zostało zdefiniowane jako dzień rozpoczęcia pracy jednostki wytwórczej, zgodnie z jej przeznaczeniem, po osiągnięciu stanu, w którym praca tej jednostki jest zgodna z prawem i możliwa technicznie. Ponieważ nie wszystkie jednostki rozpoczynające produkcję komercyjną podlegają koncesjonowaniu czy wymagają oddania robót budowlanych, w szczególności może to dotyczyć małych jednostek generacji u odbiorców końcowych, wprowadzone zostało ogólne kryterium tj. osiągnięcie stanu, w którym praca jednostki jest zgodna z prawem i możliwa technicznie. Wprowadzono również zmiany w pkt 25, które potwierdzają możliwość odnoszenia pojęcia okresu dostaw również do lat, na które zawierana jest umowa mocowa, a nie jest na nie prowadzona aukcja mocy. Wprowadzenie tych pojęć znacznie poprawia czytelność nowelizowanej ustawy.

W pkt 2 dokonano zmiany brzmienia art. 3 ust. 2 ustawy, poprzez przesunięcie ustawowego terminu przeprowadzenia certyfikacji ogólnej, co pozwoli na maksymalizację liczby dni roboczych w trakcie okresu na składanie wniosków o wpis do rejestru.

W pkt 3 wskazano sposób obliczania limitu emisji na potrzeby weryfikacji spełnienia tego limitu. Dodatkowo, dedefiniowano zasady obliczania emisji w odniesieniu do magazynów energii poprzez doprecyzowanie, że w przypadku magazynów energii elektrycznej zasilanych z sieci elektroenergetycznej przyjmuje się, że emisja CO₂ wynosi zero. Natomiast w przypadku magazynów energii współpracujących bezpośrednio ze źródłem wytwórczym przyjmuje się

emisję tego źródła wytwórczego. Sposób obliczania limitu emisji odzwierciedla przetłumaczony wzór z pkt 6.1 opinii ACER nr 22/2019 z dnia 17 grudnia 2019 r. wydanej na podstawie art. 22 ust. 4 rozporządzenia rynkowego; tożsama jest również wartość końcowa wynikająca z zastosowania wzoru ujętego w ustawie oraz ujętego w opinii ACER.

W pkt 4 zmieniono podstawę prawa europejskiego dotyczącą oceny wystarczalności zasobów, na obecnie obowiązującą – rozporządzenie rynkowe.

Pkt 5 jest doprecyzowaniem obecnych przepisów. Oferty składane w toku aukcji głównej oraz aukcji dodatkowych zawierają cenę w złotych za 1 kW oferowanej mocy. W celu zachowania spójności, oferty składane w toku aukcji wstępnych powinny również zawierać cenę wyrażoną w złotych za 1 kW. Obecna treść ustawy nie definiuje terminu na opublikowanie wyników aukcji wstępnej. Proponuje się zatem precyzyjne wskazanie ww. terminu. Termin 5 dni roboczych powinien być dla operatora wystarczający do publikacji wyników, powinien być również wystarczająco krótki by nie wpłynąć na decyzje Prezesa URE i ministra właściwego do spraw energii związane z zatwierdzeniem lub brakiem unieważnienia aukcji mocy.

W pkt 6 rozszerzono obowiązek operatora do poinformowania Prezesa URE o zawarciu umów o współpracy z zagranicznymi operatorami systemów przesyłowych, w celu dopuszczenia jednostek zagranicznych do udziału w rynku mocy. Rozszerzony obowiązek obejmuje informowanie Prezesa URE i ministra właściwego do spraw energii o zawarciu i każdej zmianie przedmiotowych umów, wraz z przekazaniem ich aktualnych kopii. Zmiana ta usprawni komunikację oraz będzie miała pozytywny wpływ na możliwość prawidłowego uwzględniania udziału mocy zagranicznych w parametrach aukcji mocy określanych w drodze rozporządzenia.

W pkt 7 ujęto przepisy uniemożliwiające udział jednostek niespełniających limitu emisji 550g CO₂/kWh w certyfikacjach do aukcji w celu udziału w aukcjach mocy. W celu możliwości realizacji już zawartych umów mocowych przewidziano możliwość udziału jednostek niespełniających limitu 550g CO₂/kWh w mechanizmie realokacji bez wypłaty wynagrodzenia. Ponadto doprecyzowano przepisy ograniczające udział w rynku mocy podmiotów w trudnej sytuacji, wynikające dotychczas z zasad ogólnych.

W pkt 8, realizując przepisy rozporządzenia rynkowego, uchylono przepisy uniemożliwiające udział w mechanizmie mocowym jednostek zagranicznych w przypadku udziału w wielu mechanizmach oraz dodano niezbędne elementy dla zastosowania limitu emisji 550g CO₂/kWh w odniesieniu do jednostek oddanych do eksploatacji po dniu 3 lipca 2019 r. oraz jednostek redukcji zapotrzebowania. Tym samym zapewniono, że zagraniczne zdolności wytwórcze, które są w stanie zapewnić równorzędne parametry techniczne w porównaniu z krajowymi zdolnościami wytwórczymi, będą miały możliwość udziału w tym samym procesie

konkurencyjnym co krajowe zdolności wytwórcze (art. 26 ust. 2 rozporządzenia 943/2019), również w zakresie realokacji obowiązków mocowych.

W pkt 9 i 10 rozszerzono zawartość wniosków o certyfikację o elementy niezbędne do identyfikacji jednostek niespełniających limitu emisji 550g CO₂/kWh i potwierdzenie, że dostawca nie znajduje się w trudnej sytuacji. W odniesieniu do wniosków o certyfikację w zakresie utworzenia jednostki rynku mocy i dopuszczenia jej wyłącznie do udziału w rynku wtórnym brak jest możliwości zastosowania przepisu w obecnym brzmieniu ustawy. Wielkość obowiązku mocowego podawana jest wyłącznie przez dostawców mocy, którzy w certyfikacji do aukcji wnioskuje o utworzenie jednostek rynku mocy i dopuszczenie ich do aukcji mocy. Dostosowano również nazewnictwo do wprowadzonej definicji „jednostki wytwórczej”.

W pkt 11 i 12 doprecyzowano obecne przepisy. Obecna treść ustawy nie definiuje okresu ważności certyfikatu wydanego dla jednostki rynku mocy, która zawarła umowę mocową w wyniku aukcji głównej na więcej niż jeden okres dostaw oraz jednostki rynku mocy, której czas trwania umowy mocowej został skrócony do jednego roku na podstawie art. 46 ust. 2 lub 3 ustawy. Ponadto ustawa nie zawiera jasnego wskazania dotyczącego przypisania właściwego korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności w całym okresie obowiązywania umowy mocowej. Utrzymano dotychczasowy sposób określania wielkości emisji na potrzeby limitu 450 kg/MWh uprawniającego do ubiegania się o zawarcie umowy mocowej na dodatkowe 2 lata. W przypadku jednostek kogeneracji, do wyznaczania jednostkowego wskaźnika emisji dwutlenku węgla zasadnym jest uwzględnienie także wolumenu wytwarzanego ciepła – tak jak było to robione dotychczas, przed zdefiniowaniem limitu emisji i metody jego obliczania.

W pkt 13 zapewniono spójność projektowanych rozwiązań z obowiązującymi przepisami ustawy, co pozwoli uniknąć pojawiających się wątpliwości dotyczących okresu, na jaki mogą być zawierane umowy mocowe. Art. 29 ust. 3 należy rozumieć jako okres na który zapewniona jest wystarczalność mocy w systemie, jednocześnie umowy zawierane w celu zapewnienia wskazanego standardu bezpieczeństwa w danym roku, mogą równocześnie obejmować kolejne okresy dostaw. Konstrukcja taka wynika z konieczności zapewnienia długoterminowego finansowania, niezbędnego do podjęcia inwestycji w budowę nowych i modernizację istniejących jednostek.

W pkt 14 i 15 zapewniono stosowanie przepisów art. 25 ust. 4 rozporządzenia rynkowego, zgodnie z którym parametry aukcji mocy obejmujące wolumen, który będzie przedmiotem zakupu w ramach rynku mocy określone są z uwzględnieniem propozycji organów regulacyjnych, tj. w przypadku Polski – Prezesa URE.

W pkt 16 zapewniono stosowanie przepisów art. 11, art. 23 ust. 6 i art. 25 ust. 2 rozporządzenia rynkowego w rozporządzeniu podlegającym pod delegację ustawową. Prezes URE jest organem

reprezentującym państwo członkowskie i może być mu zlecona część zadań przeznaczonych państwu członkowskiemu. Zgodnie z art. 23 ust. 6 rozporządzenia rynkowego obliczanie kosztu niedostarczonej energii, kosztu kapitałowego nowej jednostki i normy niezawodności odbywa się zgodnie z metodą wyliczania przedstawioną przez ENTSO-E do zatwierdzenia ACER („ACER Decision 23-2020 on the Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry, and the reliability standard”). Artykuł 1 ust. 3 Aneksu nr I do decyzji ACER w przedmiotowej sprawie wskazuje regulatora jako podmiot odpowiedzialny za określenie kosztu niedostarczonej energii. Z uwagi na powyższe, poprzez wskazanie Prezesa URE jako organu odpowiedzialnego za obliczenie i publikację „wartości niedostarczonej energii” oraz „kosztu nowej jednostki”, które są następnie wykorzystywane przez ministra właściwego do spraw energii na potrzeby określenia i publikacji standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, będzie możliwe wykonanie przepisów opartych o rozporządzenie rynkowe. Należy przy tym podkreślić, że z uwagi na treść i poziom szczegółowości ww. metodyki w zakresie sposobu obliczenia kosztu nowej jednostki oraz fakt, że opiera się ona na przejrzystych, obiektywnych i weryfikowalnych kryteriach, zadania powierzone Prezesowi URE stanowią operację techniczną i rachunkową. Nie stanowi to zatem działalności prawotwórczej, a wyłącznie czynność techniczną w oparciu o wytyczne ACER celem przedłożenia do wykorzystania do wyznaczenia normy niezawodności. Tak samo należy traktować przeniesienie obowiązku obliczania kosztu niedostarczonej energii, które zgodnie z art. 22 ust 6 rozporządzenia rozporządzenie przesądza, że to organ regulacyjny ma obliczać parametr konieczny do normy niezawodności (VOLL). W związku z powyższym regulacja dot. CONE jest właściwa również w celu zapewnienia symetryczności rozwiązań regulacyjnych. Ponieważ przez „nową jednostkę”, zgodnie z rozporządzeniem rynkowym, rozumie się zarówno jednostkę wytwarzania, jak również odpowiedzi odbioru, zdecydowano się pozostawić w projektowanym przepisie ogólne sformułowanie „jednostka”. Przepisy wynikające z art. 25 ust. 3 rozporządzenia rynkowego będą realizowane w ramach delegacji do wydania rozporządzenia, o którym mowa w art. 68. Prezes URE może, zgodnie ze wspomnianym artykułem rozporządzenia, obliczać stawki częściej niż raz na 5 lat, jeśli stwierdzi znaczącą zmianę CoNE i VoLL. W przypadku CoNE do przesłanek mogą należeć – znacząca zmiana kosztów stałych, zmiennych lub inwestycyjnych rozważanych technologii, wejście na rynek nowej technologii, czy znacząca zmiana struktury wolumenów możliwych do wykorzystania technologii. W przypadku VoLL mogą to być – reakcja strony popytowej i decyzje odbiorców na rynku w sytuacjach zagrożenia pracy systemu, wskazujące na odmienny poziom kosztu niedostarczonej energii czy zmiana struktury odbiorców energii. Obie wartości mogą również podlegać ponownemu przeliczeniu w przypadku zmiany metodyki ACER, w przypadku gdy nowe metodyki mogą dawać znacząco różniące się wartości, lepiej oddające stan faktyczny.

W pkt 17 dostosowano brzmienie przepisu do przypadku zawarcia umowy mocowej w wyniku transakcji na rynku wtórnym (art. 44 ust. 2 ustawy). W takim bowiem przypadku dostawca mocy jest zobowiązany do wykonywania obowiązku mocowego zgodnie z warunkami transakcji na rynku wtórnym wpisanej do rejestru, w wyniku której doszło do zawarcia umowy mocowej.

W pkt 18 umożliwiono zastosowanie przepisu do umów mocowych zawartych na jeden okres dostaw, dotyczących jednostek rynku mocy, w skład których wchodzi jednostka fizyczna wytwórcza planowana. Obowiązek monitorowania postępów inwestycyjnych powinien bowiem dotyczyć wszystkich umów mocowych obejmujących jednostki fizyczne wytwórcze planowane.

W pkt 19 uregulowano wprost w ustawie, że Zarządca Rozliczeń staje się stroną umowy mocowej z mocy samego prawa z chwilą jej zawarcia, ponieważ Zarządca Rozliczeń nie jest uczestnikiem aukcji mocy, ani stroną transakcji na rynku wtórnym. O chwili zawarcia umowy mocowej rozstrzygają przepisy art. 44 ust. 1 i 2 ustawy.

W pkt 20 doprecyzowano wielkość obowiązku mocowego w przypadku stwierdzenia nieważności decyzji pomocy publicznej w wyniku sprawy T-167/19 Tempus/Komisja (do czasu wydania kolejnej decyzji, obowiązek mocowy będzie wynosił 0 MW).

W pkt 21 przywrócono pierwotne brzmienie przepisu zmienianego ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, bowiem zmiana redakcji art. 46 ust. 2 (w terminie do końca pierwszego roku okresu dostaw) może budzić sprzeczność z dotychczasowym art. 52 ust. 1 (12 miesięcy od dnia ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji mocy), a tym samym utrudnić stosowanie prawa.

Celem wprowadzonej regulacji było doprowadzenie do sytuacji, w której spełnienie operacyjnego kamienia milowego dla jednostek modernizowanych nie byłoby przeszkodą do operowania jednostek w ramach rynku mocy, o ile faktycznie dostarczały moc do systemu. Zmiana ta jednak spowodowałaby liczne trudności techniczne po stronie operatora, takich jak podwójna analiza. Ponieważ zauważono, że regulacja nie przyniesie oczekiwanych skutków w roku dostaw 2021, co było celem jej wprowadzenia, nie ma konieczności jej utrzymywania.

W pkt 22 doprecyzowano konsekwencje wynikające z niespełnienia obowiązków wynikających z art. 52. Zgodnie z dodanym do art. 47 ust. 4, w przypadku rozwiązania umowy mocowej dotyczącej nowej jednostki rynku mocy wytwórczej przed spełnieniem wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2 ustawy, na innej podstawie niż wynikająca z art. 47b ust. 3 pkt 1 i 2 ustawy, należy stosować przepis art. 47 ust. 1 ustawy. W takim przypadku dostawca mocy płaci karę odpowiadającą sumie kar, o których mowa w art. 47 ust. 2 ustawy, które nie stały się należne do dnia rozwiązania umowy mocowej, a które zostałyby naliczone do końca trzeciego

roku dostaw albo do końca okresu, na jaki została zawarta umowa mocowa, jeżeli została ona zawarta na mniej niż trzy lata dostaw.

W pkt 23 szczegółowo uregulowano możliwość korekty mocy osiągalnej nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, o nie więcej niż 5%, w przypadku kiedy po zrealizowaniu inwestycji stwierdzone zostanie, że moc osiągalna netto odbiega od wielkości, które były przewidywane na etapie planowania. Pozwoli to na zachowanie niskiego poziomu jednostkowych emisji, ponieważ dostawca mocy nie będzie zobowiązany do zwiększenia mocy zainstalowanej kosztem wprowadzenia mniej sprawnych instalacji do zapewnienia brakującej mocy.

Dodatkowo, w celu wsparcia transformacji sektora elektroenergetycznego w kierunku zmniejszenia jego emisyjności, wprowadzono przepisy, które pozwalają, w odniesieniu do nowej jednostki rynku mocy wytwórczej niespełniającej limitu emisji 550g CO₂/kWh, posiadającej zawartą umowę mocową, na zmianę technologii wytwarzania energii elektrycznej na technologię niskoemisyjną. Inwestor planujący dokonać takiej zmiany może uczynić to poprzez zastąpienie dotychczasowej umowy nowymi umowami o większym łącznym wolumenie (dodawany art. 47b). W celu zwiększenia stabilności pracy systemu konieczne jest zwiększenie mocy w kontraktach o co najmniej 10% przy zastąpieniu dwiema jednostkami spełniającymi limit. Budowa dodatkowej jednostki zapewniającej moc w systemie może wymagać dodatkowego czasu na przygotowanie inwestycji, stąd przy uzyskaniu porównywalnej, lub większej mocy konieczne jest dostosowanie harmonogramu kontraktów do budowy dwóch jednostek zamiast jednej. Umowy w ramach art. 47b są zawierane w wyniku przejrzystych i konkurencyjnych aukcji mocy, jak wszystkie nowe umowy zawierane w ramach aukcji głównych. Zawarcie nowych kontraktów umożliwia zmianę harmonogramu inwestycji, których terminy nie pozwalałyby na zmianę technologii, a które ze względu na rachunek ekonomiczny projektu inaczej nie powstałyby. Jest to rozwiązanie szczególnie uzasadnione ze względu na potrzebę zwiększenia mocy w systemie, co jest konieczne dla zachowania bezpieczeństwa energetycznego RP i zapewnienia stabilności pracy sieci elektroenergetycznej. Przepis umożliwia również zwiększenie uprzednio zakontraktowanej mocy w ekwiwalentnym okresie, poprzez zastąpienie jednej umowy dwiema. Przepis dodatkowo ułatwia zawarcie nowych umów przyłączeniowych, ponieważ rozwiązanie umowy mocowej pozwala na zmianę dotychczasowych umów. Jest to szczególnie istotne, ponieważ art. 47b nakłada na dostawcę obowiązek kontynuowania dostaw mocy na terenie tego samego powiatu.

W kontekście art. 47b ust. 7, należy także wskazać, że możliwa jest sytuacja, w której dwa lub więcej podmiotów posiadają taką samą liczbę udziałów lub akcji w kapitale zakładowym dostawcy mocy (po 50%). W takiej sytuacji niniejszy przepis należy interpretować stosując wykładnię celowościową, przyjmując, że w takim przypadku każdy z podmiotów ma największą

liczbę udziałów lub akcji i jest uprawniony do zawarcia umów zastępujących. Przepis nie wyszczególnia, że największą liczbę udziałów lub akcji musi mieć wyłącznie jeden podmiot.

Oba rozwiązania (art. 47a i art. 47b) nie naruszają zobowiązań i umów zawartych przed dniem 31 grudnia 2019 r., ponieważ umożliwiają odbiorcy ograniczenie emisji, jednocześnie nie zmuszając go do korzystania z tych rozwiązań. Przepis art. 22 ust. 5 rozporządzenia 2019/943 ma charakter gwarancyjny dla państw członkowskich, tj. konstytuuje możliwość kontynuacji przez państwa członkowskie umów zawartych przed 31 grudnia 2019 r., które nie spełniają limitów emisji przewidzianych rozporządzeniem. Nie stoi to państwom członkowskim na przeszkodzie wprowadzenia przepisów przełamujących ten przepis gwarancyjny, tj. umożliwiających zmianę w zakresie umów zawartych przed dniem 31 grudnia 2019 r., tak by spełniały wymagania dla umów zawieranych po tej dacie.

W pkt 24 wprowadzono wyłączenie możliwości udziału jednostek niespełniających limitu emisji 550g CO₂/kWh z obrotu wtórnego. Udział takich jednostek zostanie ograniczony do możliwości realokacji (tj. bez wynagrodzenia i bez zawierania umowy mocowej). Doprecyzowano również wielkość obowiązku mocowego w przypadku okresu rezygnacji w przypadku unieważnienia decyzji Komisji Europejskiej w wyniku sprawy T-167/19 Tempus/Komisja (do momentu wydania kolejnej decyzji nie zaistniałaby możliwość handlu obowiązkiem mocowym na rynku wtórnym). Zmiana ma również na celu umożliwienie obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym oraz realokację wielkości wykonanego obowiązku mocowego pomiędzy jednostkami rynku mocy składającymi się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w tej samej strefie, o której mowa w art. 6 ust. 6 ustawy. W obecnym brzmieniu ustawy, transakcje mogą dotyczyć jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych. Obecnie używane pojęcie „doby” w art. 48 ust. 2 pkt 3 lit. a ustawy może powodować wątpliwości interpretacyjne, co do terminu w jakim najpóźniej należy zgłosić do operatora transakcję na rynku wtórnym. Powyższe wynika z faktu, że okresy zagrożenia mogą być ogłaszane na określone godziny doby dnia roboczego z przedziału 7:00-22:00. W obecnym brzmieniu art. 48 ust. 2 pkt 3 lit. b ustawy dostawcy mocy, zgłaszając transakcję realokacji nie później niż w piątym dniu po zakończeniu okresu zagrożenia, nie są w stanie określić faktycznej wielkości nadwykonania obowiązku mocowego, która może zostać realokowana na inną jednostkę rynku mocy oraz wielkości niewykonania obowiązku mocowego, którą należy realokować na daną jednostkę rynku mocy, aby nie została naliczona kara zgodnie z art. 59 ustawy. Mając to na uwadze, zachodzi potrzeba zmiany terminu na zgłoszenie transakcji realokacji na taki, w którym znane są już dane pomiarowo-rozliczeniowe, na podstawie których mogą być określone parametry transakcji.

W pkt 25 uregulowano sytuację, w której termin na weryfikację transakcji przez operatora, zdefiniowany w art. 49 ust. 2 ustawy, przypada w okresie, którego dotyczyła zgłoszona transakcja. Transakcja, w zakresie której operator nie wniósł sprzeciwu i została wpisana do

rejestr w terminie, o którym mowa w art. 49 ust. 2 ustawy, lecz po rozpoczęciu okresu, którego dotyczyła, powinna być skuteczna. Mając to na uwadze zachodzi potrzeba zmiany terminu na zgłoszenie transakcji realokacji na taki, w którym znane są już dane pomiarowo-rozliczeniowe, na podstawie których mogą być określone parametry transakcji.

W pkt 26 zapewniono możliwość pełnego udziału w rynku wtórnym przez jednostki, które zostały objęte obowiązkiem mocowym w toku aukcji mocy przed dniem 31 grudnia 2019 r. Rozwiązanie to zapewnia utrzymanie praw nabytych zgodnie z przepisami art. 22 ust. 5 rozporządzenia rynkowego. Doprecyzowano również, że jednostka rynku mocy, która nie wykonała swojego obowiązku mocowego nie powinna być uprawniona do otrzymania premii. Mechanizm realokacji w tym przypadku powinien dotyczyć wyłącznie minimalizacji ryzyka naliczenia kary, o której mowa w art. 59 ustawy.

W pkt 26 proponuje się ponadto dodanie art. 49c, zgodnie z którym w stosunku do transakcji na rynku wtórnym nie stosuje się przepisów ustawy z dnia 11 września 2019 r. - Prawo zamówień publicznych, dalej jako „ustawa PZP”.

Decyzją z dnia 7 lutego 2018 r. Komisja Europejska zatwierdziła rynek mocy (State aid No. SA.46100 (2017/N), dalej jako „decyzja”. Zgodnie z pkt 131 decyzji ocena notyfikowanej pomocy publicznej została przeprowadzona zgodnie z sekcją 3.9 EEAG (Energy and Environmental State aid guidelines - Wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i celów związanych z energią). Zgodnie z pkt 228-229 EEAG, badając proporcjonalność pomocy, należy obliczyć ogólną kwotę pomocy tak, aby beneficjenci uzyskali stopę zwrotu, którą można uznać za zasadną. Uważa się, że procedura przetargowa zgodna z zasadami konkurencji, oparta na jasnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach, precyzyjnie ukierunkowana na określony cel, w normalnych okolicznościach zapewnia zasadną stopę zwrotu. Odnosząc powyższe do rynku mocy Komisja Europejska w pkt 170-171 decyzji wyjaśnia, iż zgłoszony system aukcji spełnia ww. warunki procedury przetargowej, gdyż m.in. zapewnia jasne, przejrzyste oraz szerokie kryteria przeprowadzania aukcji. Przedmiotem decyzji Komisji Europejskiej była ocena mechanizmu działania zarówno rynku mocy pierwotnego, jak i wtórnego (pkt 89 - 92 decyzji) oraz zgodność sposobu jego ukształtowania z zasadami jednolitego rynku Unii Europejskiej.

Istotnym powodem uznania zarówno pierwotnego jak i wtórnego rynku mocy za zgodny z prawem Unii Europejskiej jest fakt, iż polski rynek mocy przewiduje mechanizm szczególny, zapewniający poszanowanie zasad funkcjonowania rynku jednolitego tj. zasady przejrzystości, równego traktowania, niedyskryminacji i ochrony konkurencji. W taki sposób jest ukształtowany pierwotny rynek mocy, natomiast, jak wskazała Komisja Europejska, wtórny rynek mocy jest w stosunku do niego uzupełniający i umożliwia wtórny obrót obowiązkami mocowymi oraz

relokację ich wykonania, a ustalenie warunków transakcji pozostaje w gestii stron (pkt 89- 90 decyzji). Istotnym jest także fakt, iż w ramach rynku wtórnego nie dochodzi do sprzedaży nowych obowiązków mocowych, tylko do obrotu już istniejącymi (obrot wtórny obowiązkiem mocowym lub relokacja wielkości obowiązku mocowego - art. 48 ust. 1 ustawy o rynku mocy), co dodatkowo podtrzymuje przyjętą przez ustawodawcę, na tle uchwalania ustawy o rynku mocy, argumentację o zgodności niestosowania przepisów ustawy PZP do transakcji na wtórnym rynku mocy z prawem Unii Europejskiej.

Ponadto zgodnie z art. 23 lit. b pkt (i) dyrektywy z dnia 26 lutego 2014 r. Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/25/UE w sprawie udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, uchylająca dyrektywę 2004/17/WE nie ma ona zastosowania do zamówień udzielanych przez podmioty zamawiające, które same aktywnie działają w sektorze energetyki poprzez zaangażowanie w działalność, o której mowa w art. 8 ust. 1, art. 9 ust. 1 lub art. 14, w zakresie dostaw energii, za którą można też uznać obowiązek mocy jako zobowiązanie do pozostawania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznej oraz jej dostarczenie w okresie zagrożenia.

Niezależnie od faktu, iż polski ustawodawca notyfikując rynek mocy Komisji Europejskiej zdecydował się na przyjęcie rozwiązania opartego o ocenę instrumentu pomocowego zgodnie z EEAG, uzasadniającego zgodność niestosowania prawa zamówień publicznych do transakcji na rynku mocy z prawem UE, mechanizm rynku mocy i obowiązki mocowe mogłyby stanowić usługi w ogólnym interesie gospodarczym w rozumieniu art. 106 ust. 2 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE) w zw. z art. 9 ust. 2 dyrektywy z dnia 5 czerwca 2019 r. Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE, dalej jako „dyrektywa 2019/944”.

W myśl art. 14 TFUE, bez uszczerbku dla artykułu 4 Traktatu o Unii Europejskiej i artykułów 93, 106 i 107 TFUE, dotyczących pomocy publicznej, oraz zważywszy na miejsce, jakie usługi świadczone w ogólnym interesie gospodarczym zajmują wśród wspólnych wartości Unii, jak również ich znaczenie we wspieraniu jej spójności społecznej i terytorialnej, Unia i państwa członkowskie, każde w granicach swych kompetencji i w granicach stosowania Traktatów, zapewniają, aby te usługi funkcjonowały na podstawie zasad i na warunkach, w szczególności gospodarczych i finansowych, które pozwolą im wypełniać ich zadania.

Parlament Europejski i Rada, stanowiąc w drodze rozporządzeń zgodnie ze zwykłą procedurą ustawodawczą, ustanawiają te zasady i określają te warunki, bez uszczerbku dla kompetencji, które państwa członkowskie mają, w poszanowaniu Traktatów, do świadczenia, zlecenia i finansowania takich usług.

Zgodnie z art. 1 Protokołu nr 26 do TFUE, dotyczącego usług świadczonych w interesie ogólnym, wspólne wartości Unii w odniesieniu do usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym w rozumieniu artykułu 14 TFUE obejmują w szczególności: zasadniczą rolę i szeroki zakres uprawnień dyskrecyjnych organów krajowych, regionalnych i lokalnych w zakresie świadczenia, zlecenia i organizowania usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym w sposób możliwie najbardziej odpowiadający potrzebom odbiorców; różnorodność usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym oraz różnice w potrzebach i preferencjach odbiorców mogące wynikać z odmiennej sytuacji geograficznej, społecznej lub kulturowej; wysoki poziom jakości, bezpieczeństwa i przystępności cenowej, równe traktowanie oraz propagowanie powszechnego dostępu i praw odbiorców.

Rynek energii jest jednym z sektorów usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym, które zostały zharmonizowane na poziomie unijnym (dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 55), którą z dniem 1 stycznia 2021 r. zastąpiła dyrektywa 2019/944).

Unijne dyrektywy w dziedzinie zamówień publicznych nie znajdują zastosowania do usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym w zakresie, w jakim nie ograniczają swobody państw członkowskich co do ich definiowania, zgodnie z prawem unijnym, sposobu ich organizacji i finansowania – zgodnie z przepisami dotyczącymi pomocy publicznej – a także określania tego, jakim szczegółowym obowiązkiem usługi te powinny podlegać; dyrektywy w dziedzinie zamówień publicznych nie wpływają również w dziedzinie zamówień publicznych na decyzje organów publicznych dotyczące tego, czy chcą one – oraz w jaki sposób i w jakim stopniu – samodzielnie realizować funkcje publiczne zgodnie z art. 14 TFUE oraz Protokołem nr 26 (art. 1 ust. 4 dyrektywy 2014/24/UE i art. 1 ust. 4 dyrektywy 2014/25/UE).

Powyższa potencjalna kwalifikacja mechanizmu rynku mocy i obowiązków mocowych jako usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym wydaje się zasadna na tle kwalifikacji nałożonych przez prawodawcę unijnego, m.in. w w/w przepisach, warunków uznania usług na rynku mocy, za usługi w ogólnym interesie gospodarczym, tj.: usługi świadczonej w ogólnym interesie gospodarczym oraz odnoszącej się do co najmniej jednej z następującej kwestii: bezpieczeństwa, w tym również do bezpieczeństwa dostaw, regularności, jakości i ceny dostaw, a także ochrony środowiska, w tym również do efektywności energetycznej, energii ze źródeł odnawialnych i ochrony klimatu. Ponadto system rynku mocy i obowiązki mocowe są jasne, przejrzyste, niedyskryminacyjne, weryfikowalne i gwarantujące przedsiębiorstwom energetycznym w Unii Europejskiej równość dostępu do konsumentów krajowych, przy czym, art. 9 ust. 3 dyrektywy 2019/944 wskazuje, że za świadczenie przedmiotowych usług użyteczności publicznej można przewidzieć przyznawanie w sposób przejrzysty i

niedyskryminacyjny rekompensat finansowych, innych form rekompensat oraz praw wyłącznych.

W pkt 27 doprecyzowano przepisy. Obecna treść ustawy przewiduje zwrot zabezpieczenia finansowego uczestnikom aukcji wstępnej, których oferty w ww. aukcji nie zostały przyjęte, dopiero po opublikowaniu wyników tej aukcji. Brak zasadności utrzymywania przez operatora zabezpieczeń finansowych przez tak długi okres. Wprowadzone terminy na zwrot zabezpieczenia są spójne z przepisami rozporządzenia Ministra Energii z dnia 3 września 2018 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego wnoszonego przez dostawców mocy oraz uczestników aukcji wstępnych, wydanego na podstawie przepisów art. 51 ustawy. W związku z tym należy wyjaśnić, że zmiana zaproponowana w art. 50 ust. 3 i 4 nie będzie mieć wpływu na obowiązywanie rozporządzenia wydanego na podstawie art. 51 ustawy, w szczególności nie będzie skutkowało jego pośrednim uchycieniem. Zgodnie z ugruntowanym poglądem skutek taki zachodzi w przypadku, gdy zmieniane są przepisy, do których odsyła przepis upoważniający, a zmiana ta prowadzi do tego, że obowiązujące rozporządzenie jest niezgodne z ustawą lub przepisem upoważniającym. W niniejszym przypadku nie zachodzi żadna ze wskazanych przesłanek – zmieniany przepis jest w pewien sposób powiązany ze sprawami określonymi w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 51, jednakże upoważnienie zawarte w tym przepisie nie odsyła bezpośrednio do art. 50 ust. 3 lub 4, zaś wprowadzona zmiana nie powoduje niezgodności przepisów rozporządzenia z ustawą. Co więcej, jak wskazano powyżej, jednym ze skutków projektowanej zmiany jest ujednoczenie rozwiązań w zakresie zwrotu zabezpieczenia w przepisie zmienianym oraz obowiązujących przepisach rozporządzenia. W związku z tym, obowiązujące rozporządzenie będzie w pełni zgodne ze znowelizowanymi przepisami ustawy. Zatem, jak wskazano wyżej, proponowana zmiana nie będzie mieć wpływu na jego obowiązywanie.

W pkt 28 rozszerzono zakres niezależnej ekspertyzy potwierdzającej realizację zakresu rzeczowego inwestycji oraz spełnienie odpowiednich norm emisyjnych, o dodatkowy element potwierdzający spełnienie limitu emisji 550g CO₂/kWh. Ponadto doprecyzowano przepisy. Ze względu na możliwe, naturalne zmiany poziomu nakładów inwestycyjnych poniesionych na jednostkę rynku mocy w trakcie realizacji inwestycji, wymagania, o których mowa w art. 52 ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy, powinny być odniesione wprost do iloczynu mocy osiągalnej netto danej jednostki rynku mocy i jednostkowego poziomu nakładów inwestycyjnych określonego dla danej aukcji głównej, o którym mowa odpowiednio w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a albo b ustawy. Ze względu na brak obowiązku przekazania w ramach wniosku o wpis do rejestru (certyfikacja ogólna) wykazu punktów pomiarowych przyporządkowanych jednostce fizycznej wytwórczej planowanej, zasadne jest dołączenie tego wykazu do dokumentów przedstawianych w ramach spełnienia wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2 pkt 2a ustawy. Umożliwi to przeprowadzenie przez operatora weryfikacji wykonania obowiązku mocowego. Bez pozyskania

takiego wykazu operator nie będzie miał możliwości pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych na potrzeby rozliczeń wykonania obowiązku mocowego.

W pkt 29 doprecyzowano przepisy o możliwość testowania jednostek redukcji zapotrzebowania, które nie posiadają umowy mocowej (przez co nie podlegały obowiązkowi testu), a mają możliwość udziału w rynku wtórnym. W praktyce, nie ma możliwości zastosowania przepisu w obecnym brzmieniu, ponieważ termin na złożenie wniosku, o którym mowa w art. 53 ust. 5 ustawy, upływa przed otrzymaniem informacji od operatora o wyniku testu redukcji zapotrzebowania. Zmieniono termin na złożenie wniosku o wydanie potwierdzenia testu redukcji zapotrzebowania na 3 dni robocze od uzyskania od operatora informacji o wyniku testu. Ponadto doprecyzowano, że zmniejszenie wielkości obowiązku mocowego wiąże się jednocześnie z odpowiednim zmniejszeniem wynagrodzenia za jego wykonywanie.

W pkt 30 uszczelniono przepisy dotyczące limitu emisji dla jednostek redukcji zapotrzebowania z generacją wewnętrzną. Ze względu na szczególny charakter tworzenia jednostek redukcji zapotrzebowania, pozwalający na zmianę portfolio nawet rok przed dostawą mocy, jednostek wymienianych w ramach portfolio nie obejmują przepisy dotyczące certyfikacji do aukcji. Stąd zasadnym jest, aby jednostki zastępujące podlegały takim samym ograniczeniom emisyjnym jak pozostałe jednostki na rynku mocy. Jest to szczególnie istotne w przypadku jednostek redukcji zapotrzebowania z generacją wewnętrzną, ponieważ faktycznie mogą one pokrywać część swojego zapotrzebowania z własnej generacji, zamiast redukować zapotrzebowanie.

W pkt 31 zapewniono operatorowi czas niezbędny na zwrot zabezpieczeń finansowych. Obecna treść ustawy przewiduje zwrot zabezpieczenia finansowego uczestnikom z chwilą spełnienia przesłanek określonych w przepisie, co nie jest możliwe ze względów operacyjnych, dlatego też rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 3 września 2018 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego wnoszonego przez dostawców mocy oraz uczestników aukcji wstępnych termin ten został doprecyzowany. Wprowadzone terminy na zwrot zabezpieczenia są spójne z przepisami wspomnianego rozporządzenia, w związku z tym należy wyjaśnić, że zmiana zaproponowana w art. 50 ust. 3 i 4, nie będzie mieć wpływu na obowiązywanie rozporządzenia wydanego na podstawie art. 51 ustawy, w szczególności nie będzie skutkować jego pośrednim uchycieniem. Zgodnie z ugruntowanym poglądem skutek taki zachodzi w przypadku, gdy zmieniane są przepisy, do których odsyła przepis upoważniający, a zmiana ta prowadzi do tego, że obowiązujące rozporządzenie jest niezgodne z ustawą lub przepisem upoważniającym. W niniejszym przypadku nie zachodzi żadna ze wskazanych przesłanek – zmieniany przepis jest w pewien sposób powiązany ze sprawami określonymi w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 51, jednakże upoważnienie zawarte w tym przepisie nie odsyła bezpośrednio do art. 50 ust. 3 lub 4, zaś wprowadzona zmiana nie powoduje niezgodności przepisów rozporządzenia z ustawą. Co więcej, jak wskazano powyżej, jednym ze skutków projektowanej zmiany jest ujednolicenie

rozwiązań w zakresie zwrotu zabezpieczenia w przepisie zmienianym oraz obowiązujących przepisach rozporządzenia. W związku z tym obowiązujące rozporządzenie będzie w pełni zgodne ze znowelizowanymi przepisami ustawy. Zatem, jak wskazano wyżej, proponowana zmiana nie będzie mieć wpływu na jego obowiązywanie.

W pkt 32 doprecyzowano przepisy. Uzupełniono przepisy dotyczące rozliczenia wykonania obowiązku mocowego w zakresie dostarczenia mocy w okresie zagrożenia lub w testowym okresie zagrożenia w przypadku wydania przez operatora poleceń niemających konsekwencji sieciowych, o których mowa w art. 58 ust. 4 pkt 1 ustawy. Przy dotychczasowym brzmieniu przepisów dostawca mocy będący magazynem energii może teoretycznie zostać wezwany przez operatora do dostarczenia energii w ramach mechanizmu centralnego bilansowania, a następnie wezwany do dostaw energii w ramach okresu zagrożenia, lub testowego okresu zagrożenia na okres dłuższy lub mocy większej niż pozwala energia pozostała w magazynie. Przepis przenosi konsekwencje dyspozycji w ramach mechanizmu centralnego planowania z dostawcy mocy na operatora.

Ponadto zmieniono brzmienie art. 58 ust. 5 i 6. Obecna treść przepisu nie przewiduje możliwości pozyskania danych przez operatora na potrzeby inne niż weryfikacja wykonania obowiązku mocowego oraz proces rozliczeń. Bez pozyskania odpowiednich danych lub bez możliwości ich wykorzystania także na potrzeby innych procesów rynku mocy – operator nie będzie miał możliwości wykonywania swoich zadań związanych z testem redukcji zapotrzebowania, demonstracją, testowymi okresami zagrożenia i rozpatrywaniem wniosków, o których mowa w art. 47a i art. 47b ustawy. Celem przepisu jest przekazanie dostawcy mocy i Zarządcy Rozliczeń informacji o należnym wynagrodzeniu, które jest niezależne od stopnia wykonywania obowiązku mocowego w okresach zagrożenia. Ponadto, ze względu na termin pozyskania przez operatora danych pomiarowo-rozliczeniowych w odniesieniu do jednostek fizycznych wchodzących w skład jednostek rynku mocy, brak jest możliwości zastosowania przepisu w obecnym brzmieniu.

W pkt 33 dodano obowiązek Prezesa URE do obliczenia jednostkowej stawki kary na dany rok dostaw i ogłoszenia jej nie później niż do dnia 15 grudnia roku poprzedzającego dany rok dostaw. Dotychczas określana była jedynie metodologia wyznaczania tej kary, jednocześnie ustawa nie nakładała na Prezesa URE konieczności publikacji tej stawki. Obowiązek publikacji stawki powinien poprawić przejrzystość komunikacji z dostawcami mocy.

W pkt 34 dostosowano przepis do zmiany brzmienia art. 58 ust. 6 oraz doprecyzowano, że waloryzacja, o której mowa w ust. 4, jest przenoszona również na transakcje zawarte na rynku wtórnym.

W pkt 35 uwzględniono możliwość skrócenia umowy mocowej w związku z opóźnieniem w przedstawieniu operatorowi informacji, o których mowa w art. 52 ust. 2 ustawy i dookreślono że

poniższenie wynagrodzenia obejmuje jedynie okres wypłaty wynagrodzenia, a nie cały okres dostaw, na który jest zawarta umowa. Ponadto umożliwiono uwzględnienie dokonanej korekty ceny obowiązku mocowego również po jego przeniesieniu w ramach obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym na inną jednostkę rynku mocy. Celem zmiany jest zablokowanie możliwości uniknięcia poniższenia ceny obowiązku mocowego z wykorzystaniem transakcji obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym.

W pkt 36 umożliwiono uwzględnienie w korekcie wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego, uzyskanej pomocy publicznej w postaci pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Zmiana ta będzie spójna z art. 16 ust. 2 pkt 1 ustawy. Ponadto umożliwiono poniższenie obowiązku mocowego, za który przysługuje wynagrodzenie, o wolumen mocy wynikający z zatwierdzonego wniosku o pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Zmiana ta jest konsekwencją proponowanej zmiany brzmienia art. 63 ust. 1 ustawy. Wprowadzono również możliwość pozyskania informacji o pomocy publicznej wynikającej z zatwierdzonego wniosku o pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Zmiana ta jest konsekwencją proponowanej zmiany brzmienia art. 63 ust. 1 ustawy.

W pkt 37 umożliwiono wypłaty wynagrodzenia dla jednostki rynku mocy składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej na podstawie weryfikacji, o której mowa w art. 57 ust. 7 pkt 1 ustawy, przeprowadzonej przez operatora bez udziału operatora systemu przesyłowego, właściwego ze względu na lokalizację tej jednostki. Umożliwi to usprawnienie wypłaty wynagrodzenia tym jednostkom.

W pkt 38, w celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnej i problemów operacyjnych, rozdzielono wystawiane operatorowi faktury z tytułu premii w odniesieniu do poszczególnych jednostek rynku mocy danego dostawcy mocy, ze względu na fakt, że premia oraz ewentualne jej zwroty będą naliczane w odniesieniu do jednostek rynku mocy.

W pkt 39 zmieniono redakcję. W celu uniknięcia zawężającej wykładni przepisu zastosowano szerszą kategorię pojęciową.

W pkt 40 wprowadzono mechanizm weryfikacji ex-post spełnienia limitu emisji 550g CO₂/kWh przez każdą jednostkę rynku mocy, przy czym w przypadku stwierdzenia, że dana jednostka rynku mocy w danym roku dostaw nie spełniła tego limitu – przewidziano mechanizm zatrzymania i zwrotu wynagrodzenia oraz premii należnych za ten rok dostaw. Mechanizm ten jest gwarancją wdrożenia przepisów art. 22 ust. 4 rozporządzenia rynkowego. W ramach przedmiotowego przepisu uwzględniono także, że zwrot wynagrodzenia nie dotyczy

wynagrodzenia należnego za wykonywanie obowiązku mocowego objętego prawami nabytymi zgodnie z art. 22 ust. 5 rozporządzenia rynkowego.

W pkt 41 doprecyzowano, że norma niezawodności będąca podstawą standardu bezpieczeństwa jest zgodna z przepisami rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej.

W pkt 42 doprecyzowano wszystkie uzasadnione koszty operatora, ponoszone w wyniku działania rynku mocy. Doprecyzowano, że koszty uzasadnione ponoszone przez dostawców mocy w wyniku testowego okresu zagrożenia pokrywane są również z rachunku opłaty mocowej.

W pkt 43, w związku z docelowym wprowadzeniem od 1 stycznia 2028 r. rozliczeń dla wszystkich odbiorców stawek opłaty mocowej zależnych od profilu zużycia, o którym mowa w 70a, nadano nowe brzmienie art. 70. Ujednolicony sposób poboru opłaty mocowej będzie, w praktyce, odpowiadał obecnemu sposobowi obliczania i poboru opłaty mocowej od odbiorców określonych w obowiązującym art. 70 ust. 1 pkt 2, w związku z czym, po 1 stycznia 2028 r. większość dotychczasowych regulacji z art. 74 – 75 będzie nadal stosowana. Należy podkreślić, że w związku z wprowadzeniem do ustawy przepisów epizodycznych regulujących kwestię opłaty mocowej, w latach od wejścia w życie ustawy do 1 stycznia 2028 r., art. 70 w proponowanym brzmieniu będzie obowiązywać dopiero od 1 stycznia 2028 r.

W pkt 44 określono system pozwalający na ograniczenie kosztów opłaty mocowej przez odbiorców najmniej wpływających na wzrost zapotrzebowania szczytowego. Zapotrzebowanie na moc wyznaczone na potrzeby aukcji mocy zależy od zapewnienia odpowiedniego standardu bezpieczeństwa dostaw energii, a ten jest pochodną szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie i dostępności zasobów wytwórczych. W związku z powyższym odbiorcy o płaskim profilu zużycia mają mniejszy wpływ na wzrost kosztu rynku mocy. Stąd w celu obniżenia całkowitego kosztu rynku mocy zmniejszono opłaty ponoszone przez trzy grupy odbiorców, których zużycie dobowe waha się o nie więcej niż 5%, nie więcej niż 10% i nie więcej niż 15% względem zapotrzebowania w godzinach pozaszczytowych. Ponadto dla odbiorców energii, wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej wprowadzono możliwość połączenia punktów pomiarowych w ramach jednego przedsiębiorstwa wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej. Takie rozwiązanie pozwala na bliższe odzwierciedlenie wpływu poszczególnego odbiorcy końcowego na sieć. Przyjęty w pkt 40 system był przedmiotem konsultacji z Komisją Europejską, w toku których potwierdzono, że rozwiązanie to, mające charakter kompleksowy i nieselektywny, nie stanowi pomocy publicznej i nie podlega obowiązkowi notyfikacji.

W pkt 45 uchylono przepisy dotyczące ulgi dla odbiorców energochłonnych, w związku z wycofaniem wniosku notyfikacyjnego w sprawie SA.51502 (2018/N). Notyfikację wycofano ze względu na wprowadzenie opisanego powyżej mechanizmu zmiany sposobu naliczania opłaty mocowej w art. 70a, który pozwala każdemu odbiorcy, również odbiorcy energochłonnemu, na obniżenie kosztów rynku mocy.

W pkt 46 uwzględniono przeniesienie na Prezesa URE obowiązku do wyznaczenia godzin szczytowego zapotrzebowania na moc, które będą podstawą do naliczenia opłaty mocowej płatny za punkt pomiarowy. Wprowadzono również wzory wartości S_{OM} precyzujący sposób wyznaczania stawki opłaty mocowej dla odbiorców innych niż ujęci w art. 70a ust 1 pkt 1-3. Ponadto doprecyzowano przepisy określające metodę wyznaczania opłaty mocowej.

W pkt 47 dostosowano brzmienie art. 75 do zmiany brzmienia art. 70 oraz wprowadzenia podziału na grupy odbiorców, o których mowa w art. 70a.

W pkt 48 nadano nowe brzmienie upoważnieniu ustawowemu z art. 76, poszerzając jego zakres przedmiotowy. Dotychczasowa delegacja nie pozwalała na wskazanie w rozporządzeniu wszystkich danych, jakich może potrzebować Prezes URE na potrzeby wyznaczania opłaty mocowej przy uwzględnieniu wprowadzenia art. 70a i art. 70b oraz braku pełnego opomiarowania u odbiorców końcowych.

W pkt 49 doprecyzowano własność środków pozyskanych w związku z zatrzymaniem lub cofnięciem wynagrodzenia lub premii w związku z niespełnieniem limitu 550g CO₂/kWh. Uzupełniono również katalog kosztów uzasadnionych operatora o koszty wynikające z wykonania testowego okresu zagrożenia. Mimo że dotychczas, zgodnie z ustawą, operator był obowiązany ponieść te koszty, przepisy nie wskazywały źródła ich finansowania.

W pkt 50 doprecyzowano brak wpływu zarządzania opłatą mocową na przychody i koszty Zarządcy Rozliczeń. Zarządca Rozliczeń S.A. jest celową spółką należącą w całości do Skarbu Państwa. Jej zadaniem jest rozliczanie systemów wsparcia, takich jak opłata OZE, opłata kogeneracyjna czy opłata mocowa. Uzasadnione koszty spółki są pokrywane w ramach przepisów ustaw, których zadania spółka realizuje. Nie prowadzi ona działalności komercyjnej. Jednocześnie część kosztów uzasadnionych nie jest kosztami w rozumieniu ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych. W związku z powyższym podatek dochodowy zapłacony przez spółkę wynosił w latach 2018-2020 między 500 zł a 3 600 zł. Przepis pozwoli na zachowanie neutralności podatkowej przez spółkę, ponieważ przepis art. 77 ust. 4 wskazuje, że wysokość wynagrodzenia związanego z opłatą mocową jest równa kosztom ponoszonym na obsługę tej działalności.

W pkt 51 wprowadzono zmianę wynikającą z art. 32 ust. 1 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 743) określająca dzień udzielenia pomocy publicznej dostawcom mocy z tytułu uczestnictwa w rynku mocy.

Wprowadzono również art. 78b mający doprecyzować sytuację, o której mowa w art. 24a ust. 9 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej. Celem przepisu jest uregulowanie postępowania ze środkami pochodzącymi z opłaty mocowej w przypadku stwierdzenia przez Sąd lub Trybunał Sprawiedliwości UE nieważności decyzji pomocowej zatwierdzającej rynek mocy. Zasadnym jest zwrócenie środków pobranych z tytułu opłaty mocowej, a nie wypłaconych dostawcom mocy, odbiorcom końcowym, którzy uiszczają tę opłatę, stąd uzupełnienie przepisów ustawy o regulację art. 78b. Jednocześnie bezpośredni zwrot środków odbiorcom końcowym byłby praktycznie niemożliwy ze względu na konieczność rozliczenia kilkunastu milionów odbiorców o różnych poziomach zużycia. W tej sytuacji celowe jest pozostawienie zgromadzonych środków na rachunku Zarządcy Rozliczeń, co pozwoli na uwzględnienie różnicy bilansowej między przychodami i kosztami rynku mocy w wyliczaniu stawek na kolejny rok (obowiązek taki wynika z art. 74 ust. 1 ustawy o rynku mocy) i zwrócenie nadwyżki środków odbiorcom końcowym w kolejnym roku (lub latach w przypadku gdy wielkość środków nie pozwoli na zwrot w jednym roku), poprzez stosowne obniżenie stawek opłaty mocowej.

W pkt 52 poszerzono katalog o możliwe sprawy sporne wynikające z łączenia punktów pomiarowych, o którym mowa w art. 70b ust 2.

W pkt 53 rozszerzono zawartość regulaminu rynku mocy o ustalenie trybów składania i rozpatrywania nowowprowadzonych wniosków i oświadczeń dotyczących korekty mocy osiągalnej i zmiany paliwa w przypadku nowych jednostek rynku mocy wytwórczych oraz związanych z weryfikacją ex-post spełnienia limitu emisji 550g CO₂/kWh, w celu zapewnienia dostosowania regulaminu do realizacji postanowień art. 22 ust. 4 rozporządzenia 2019/943.

W pkt 54 wprowadzono zmianę mającą na celu uniknięcie wątpliwości interpretacyjnych w przypadku zmiany regulaminu rynku mocy. Wskazano, że w przypadku zmiany regulaminu rynku mocy przepisy art. 84 ust. 1 – 6 ustawy stosuje się również w przypadku zmiany regulaminu, a nie tylko jego pierwszej publikacji.

W pkt 55 usunięto odniesienie do usuwanego przepisu i doprecyzowano skutki złożenia oświadczenia nieprawdziwego lub niepełnego.

W pkt 56 wprowadzono przepisy epizodyczne do ustawy w związku z wprowadzeniem odmiennego sposobu rozliczania odbiorców w zależności od profilu zużycia, o którym mowa w art. 70a. Przeniesiono tutaj również dotychczasowe przepisy art. 70 i art. 74, które będą obowiązywać jedynie do 1 stycznia 2028 r. W istocie art. 89a – 89f utrzymują dotychczasowy

sposób rozliczania odbiorców końcowych do roku 2028. Zaś od 1 stycznia 2028 r. stosowany będzie sposób obliczania opłaty mocowej określony w nowym art. 70 projektu. Co więcej, ponieważ w odniesieniu do części odbiorców końcowych przepisy art. 70a – 75 oraz przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 76 będą mieć zastosowanie zarówno obecnie jak i po 1 stycznia 2028 r., aby nie powtarzać tych samych regulacji w dwóch miejscach ustawy wprowadzono art. 87f, który wyraźnie wskazuje, że w zakresie nieuregulowanym w przepisach epizodycznych stosuje się przepisy działu III rozdział 3 ustawy.

Ponadto w art. 89a ust. 2, w związku z opóźnieniem we wdrażaniu w Polsce tzw. inteligentnego opomiarowania oraz utrudnioną wymianą układów pomiarowo-rozliczeniowych wywołaną sytuacją epidemiczną, wprowadzono rozwiązanie, które w kontekście poboru opłaty mocowej traktuje najmniejszych odbiorców, tj. zasilanych z sieci o napięciu do 1 kV i mocy do 16 kW innych niż odbiorcy w gospodarstwach domowych, tak jak odbiorców pobierających energię elektryczną w gospodarstwach domowych. Przejście na ryczałtowe rozliczanie ww. odbiorców przyczyni się do zmniejszenia kosztów ponoszonych przez Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na wymianę układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz zwiększy pewność w zakresie prawidłowego naliczenia opłaty mocowej już od początku okresu jej pobierania. Wskazano tu również sposób wyznaczania stawek opłaty mocowej dla odbiorców ryczałtowych oraz ich zróżnicowanie w zależności od rocznego poziomu zużycia. Zmiany wynikają z dostosowania przepisów do wprowadzanego art. 70a. Ponadto w art. 89e, ze względu na konieczność dostosowania systemów teleinformatycznych, wprowadzono harmonogram skracania okresów kwalifikacji odbiorcy do grup K1-K4. Docelowo wysokość stawki opłaty mocowej w danym dniu dla odbiorcy powinna zależeć od zużycia energii w godzinach szczytowych i pozaszczytowych, jednocześnie, ze względu na konieczność wprowadzenia systemów teleinformatycznych, zdecydowano się na wprowadzenie miesięcznego okresu kwalifikacji i stopniowe jego skracanie w miarę rozbudowy systemów teleinformatycznych OSD. Zgodnie z art. 95 ustawy nowelizowanej oraz rozdziałami 2.4.3 i 2.4.5 decyzji notyfikacyjnej Komisji Europejskiej SA.46100 opłata mocowa może być pobierana 17 lat po ostatniej aukcji mocy- na rok 2030, stąd potrzeba przepisu precyzującego sposób jej pobierania po 2028 r.

Art. 2 projektu

Przepis ma na celu uwzględnienie zmian wprowadzonych do ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, która nadała nowe brzmienie art. 7 ust. 8e tej ustawy. Nowe brzmienie nie uwzględnia zawartych w tym przepisie rozwiązań dotyczących morskich farm wiatrowych, co nigdy nie było intencją prawodawcy. W związku z tym, w celu zapewnienia spójności i poprawności systemu prawa, konieczne jest dokonanie pilnej korekty wskazanej kwestii, która będzie polegać na nadaniu przepisom brzmienia uwzględniającego zarówno obowiązujący stan

prawny (zawierający rozwiązania odnoszące się do morskich farm wiatrowych), jak i zmiany wprowadzone ww. nowelizacją ustawy - Prawo energetyczne. W tym celu proponuje się dodać nowy ust. 8e¹, który w istocie stanowi powtórzenie rozwiązań z obowiązującego obecnie art. 7 ust. 8e (przepis nie wprowadza zatem żadnych nowych rozwiązań względem obowiązującego stanu prawnego).

Art. 3-5 projektu

W art. 3 – 4 projektu proponuje się zmianę ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, ustawy z dnia 29 lipca 2005 roku o obrocie instrumentami finansowymi oraz ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, co ma na celu dostosowanie przepisów tych ustaw do nowelizowanych przepisów ustawy o rynku mocy. Ponadto zmiana ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej ma na celu uporządkowanie problematyki opłat pobieranych przez Zarządcę Rozliczeń z tytułu tzw. KDT.

Należy wyjaśnić, że zmiany art. 54 ust. 1 pkt 3 ustawy zmienianej w art. 5 dostosowują katalog lokowania środków do zmieniającej się sytuacji na rynku finansowym. Obecny katalog powstał jeszcze przed 2007 r., a zatem wymaga zaktualizowania. Utrzymujące się niskie stopy procentowe powodują, że podstawowe instrumenty jak lokaty bankowe mogą skutkować realną utratą wartości środków powierzonych Zarządcy Rozliczeń. Lokowanie w obligacje skarbowe, także przy krótszej stosowanej perspektywie, nie zapewnia odpowiedniej płynności i rentowności.

Proponowane jest zastąpienie „bankowych papierów wartościowych”, instrumentu praktycznie niewykorzystywanego przez banki od kilku lat, szerszym katalogiem instrumentów, o wysokim poziomie bezpieczeństwa ze względu na powiązania z podmiotami regulowanymi, jakimi są banki. Podstawowym założeniem regulacji jest dopuszczenie papierów wartościowych emitowanych przez banki w walucie polskiej. Dodatkowo, inne przykłady instrumentów, które będą dopuszczone do użytku na podstawie niniejszej regulacji to obligacje komercyjne, gwarantowane przez banki i listy zastawne lub listy hipoteczne.

Zmiana ta rozszerza katalog dostępnych form lokowania, jednak jedynie przy zastosowaniu ograniczenia do papierów posiadających gwarancję bankową. Gwarancja bankowa dodatkowo minimalizuje ryzyko związane z nabyciem takich papierów. Daje to jednocześnie większą elastyczność i zapewnia systemom wsparcia optymalizację dochodów od gromadzonych środków, przy jednoczesnej sytuacji unikania konieczności lokowania po realnie ujemnych

stopach procentowych czy też ponoszenia innych kosztów bankowych z tytułu utrzymywania środków na rachunku bankowym.

Art. 6 projektu

W związku z wprowadzeniem centralnego systemu informacji rynku energii (CSIRE) wprowadzono przepis, zgodnie z którym dane pomiarowe na potrzeby rynku mocy będą przekazywane między OSD a OSP za pomocą CSIRE od momentu jego wprowadzenia.

Art. 7–11 projektu

W art. 7 – 11 projektu ustawy wprowadzono przepisy przejściowe zapewniające utrzymanie praw nabytych zgodnie z art. 22 ust. 5 rozporządzenia rynkowego oraz wprowadzeniem przepisów rozporządzenia rynkowego w zakresie limitu emisji 550g CO₂/kWh począwszy od 1 lipca 2025 r.

W związku z terminem wejścia w życie projektu ustawy doszło do zawarcia umów mocowych na drugie półrocze 2025 r. przez jednostki nie spełniające limitu 550gCO₂/kWh, deklarujące, że nie wyemitują rocznie więcej niż 350 kgCO₂/kW. W związku z faktem, że jednostki te nabyły prawa do zawarcia umowy mocowej, co jest zgodne z prawem UE, na okres roku, uzasadnionym jest umożliwienie tym jednostkom zakończenia realizacji zawartych kontraktów. Przepisy te nie przyznają żadnych nowych praw dla jednostek niespełniających limitu emisji wskazanego w ustawie po 2025 r., zabezpieczają jedynie realizację już zawartych zgodnie z prawem UE umów mocowych w zakresie niewykraczającym poza 2025 r.

Art. 12 projektu ustawy

Przepis przejściowy stanowi, że wprowadzone przedmiotową ustawą przepisy wspierające realizację nowych jednostek wytwórczych dotyczą także, we wskazanym w tym przepisie zakresie, już zawartych umów mocowych. Przepisy nie powinny powodować zmian w czasie trwania umów mocowych, a jednocześnie pozwalać na dostosowywanie umów do przepisów wynikających z art. 22 rozporządzenia rynkowego.

Art. 13 projektu ustawy

W przepisie tym określono terminy do wprowadzenia niezbędnych zmian w regulaminie rynku mocy wynikających ze zmiany ustawy o rynku mocy i wdrożenia przepisów rozporządzenia rynkowego. Wynika to z zaistnienia możliwych rozbieżności między nowym brzmieniem ustawy a regulaminem.

Art. 14 projektu ustawy

W projektowanym przepisie proponuje się dodanie przepisu przejściowego dla przepisów art. 70a i art. 70b, określającego daty rozpoczęcia ich stosowania. Różnicując terminy rozpoczęcia stosowania przedmiotowych przepisów brano pod uwagę miesięczny charakter umów z

odbiorcami podlegającymi kwalifikacji do grup K1-K4 w 2021 r. oraz fakt niepełnego opomiarowania wszystkich odbiorców końcowych.

Art. 15 projektu ustawy

W projektowanym przepisie nałożono na ministra właściwego do spraw energii obowiązek dokonania oceny dostosowania infrastruktury pomiarowo-rozliczeniowej do harmonogramu określonego w art. 14.

Art. 16 projektu ustawy

W projektowanym przepisie określono okres, przez jaki zostaną utrzymane w mocy przepisy wykonawcze wydane na podstawie upoważnień ustawowych zawartych w obecnie obowiązującej ustawie o rynku mocy.

Art. 17 projektu ustawy

W projektowanym przepisie wprowadzono maksymalny limit wydatków z budżetu państwa, przeznaczonych na wykonywanie zadań Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Obejmują one stworzenie systemu IT do obsługi rynku mocy i jego utrzymanie.

Koszty zostały oszacowane na podstawie zgłoszonych przez Prezesa URE szacunkowych kosztów związanych z realizacją nowych zadań wynikających z rozporządzenia rynkowego oraz zadań związanych z kalkulacją stawek opłaty mocowej. Obejmują zwiększenie wydatków na budowę i utrzymanie systemu informatycznego, gromadzącego informacje do obliczenia opłaty mocowej w celu:

1. zebrania danych jednostkowych od ponad 200 przedsiębiorstw energetycznych dostarczających energię elektryczną do odbiorców końcowych;
2. weryfikacji danych jednostkowych zebranych od ponad 200 podmiotów poprzez porównanie z dostępnymi źródłami danych (GUS, ARE, źródła wewnętrzne URE);
3. pozyskania brakujących danych w drodze indywidualnych postępowań administracyjnych Prezesa URE za rok poprzedzający rok ustalania stawek opłaty mocowej (dot. danych o ilości zużytej energii elektrycznej);
4. dokonania szacunku danych dla ilości energii elektrycznej pobranej z sieci, dla której występuje w bardzo dużym stopniu brak pełnego opomiarowania licznikami zdalnego odczytu w trybie godzinowym.

System IT, niezbędny do obsługi zadań dotyczących opłaty mocowej, umożliwi przedsiębiorstwom energetycznym dostarczającym energię elektryczną do odbiorców końcowych składanie informacji Prezesowi URE, zgodnie z wymogami art. 75 ust. 6 ustawy o

rynku mocy. System musi również zapewniać funkcjonalność pozwalającą na dokonywanie analiz w celu kalkulacji i ustalenia stawek opłaty mocowej.

Koszty systemu na 2022 r. oszacowano jako:

- analiza, założenia, wsparcie projektu – 100 tys. zł;
- infrastruktura i narzędzia teleinformatyczne – 230 tys. zł;
- budowa systemu (elektroniczne formularze, moduł analityczno-raportowy umożliwiający realizację przekrojowych analiz jakościowych i ilościowych) – 440 tys. zł;
- wdrożenie systemu – 30 tys. zł.

W kolejnych latach zakłada się ponoszenie kosztów utrzymania systemu, w tym infrastruktury i narzędzi teleinformatycznych (20% kosztów zakupu), jak i dalszy koszt rozwoju systemu.

Ze względu na fakt, że budżet państwa na rok 2021 nie przewiduje dodatkowych środków dla URE, nie uwzględniono kosztów kadrowych w roku bieżącym, a koszt systemów teleinformatycznych został uwzględniony w kosztach Prezesa URE od 2022 r.

III. Wejście projektowanego aktu w życie

Zgodnie z art. 18 projektu ustawy, ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia za wyjątkiem art. 6, który wejdzie w życie z dniem 1 lipca 2024 r. W opinii projektodawcy 14-dniowe *vacatio legis* pozwoli na dostosowanie się podmiotów do zmiany aktu prawnego, głównie ze względu na uwzględnienie zmian w ostatniej aktualizacji regulaminu rynku mocy przez OSP. Natomiast wspomniany art. 6 wejdzie w życie po wprowadzeniu CSIRE, którego on dotyczy, czyli nie wcześniej niż pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie 36 miesięcy od dnia ogłoszenia ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.

IV. Publikacja projektu

Zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) projekt ustawy z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych oraz konsultacji publicznych został zamieszczony w Biuletynie Informacji Publicznej Ministerstwa Klimatu.

Zgodnie z § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2016 r. poz. 1006, z późn. zm.) projekt ustawy z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych oraz konsultacji publicznych został również zamieszczony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

V. Zgodność z prawem Unii Europejskiej

Przedmiotowy projekt jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

VI. Wpływ na mikroprzedsiębiorców i małych przedsiębiorców

Projekt wywiera wpływ na mikro – i małych przedsiębiorców.

Projekt powoduje w początkowym okresie obowiązywania, do 2026 r., relatywnie niewielki wzrost kosztów dla małych i mikro przedsiębiorców. Koszty przenoszone w ramach kwalifikacji do grup K1-K3 będą ponoszone przez pozostałych odbiorców, a mikro i małe przedsiębiorstwa będą stopniowo uzyskiwać prawo do kwalifikacji do grup K1-K3 od 2026 r.

VII. Obowiązek notyfikacji

Projektowana ustawa nie zawiera przepisów technicznych w rozumieniu rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

Projekt ustawy nie będzie wymagać notyfikacji Komisji Europejskiej w trybie ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej.

Projekt ustawy nie wymaga przedłożenia instytucjom i organom Unii Europejskiej oraz Europejskiemu Bankowi Centralnemu w celu uzyskania opinii, dokonania konsultacji lub uzgodnienia.

<p>Nazwa projektu Projekt ustawy o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Piotr Dziadzio, Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Paweł Pikus, Dyrektor Departamentu Elektroenergetyki i Gazu e-mail: pawel.pikus@klimat.gov.pl</p>	<p>Data sporządzenia 31 maja 2021 r.</p> <p>Źródło: Prawo UE: rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej</p> <p>Nr w wykazie prac UC 42</p>
--	---

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Projektowane zmiany w projekcie wynikają z dostosowania polskiego prawa do przepisów *rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej* (Dz. Urz. L 158 z 14.06.2019, s. 54, dalej: „rozporządzenie rynkowe”). Przepisy tego rozporządzenia weszły w życie z dniem 4 lipca 2019 r. i bezpośrednio na ich podstawie odbyła się już pierwsza aukcja mocy w 2020 r.

Polski rynek mocy został zatwierdzony decyzją Komisji Europejskiej State aid No. SA.46100 (2017/N) z dnia 7 lutego 2018 r. Zgodnie z rozporządzeniem rynkowym istniejące już regulacje prawne dot. mechanizmów mocowych zdolności wytwórczych, takie jak rynek mocy funkcjonujący w Polsce, powinny być dostosowane do przepisów ww. rozporządzenia. Rozporządzenie rynkowe ustanawia przepisy mające zapewnić funkcjonowanie wewnętrznego rynku energii oraz wymogi dotyczące polityki ochrony środowiska, w tym także limitów emisji CO₂ w odniesieniu do zdolności wytwórczych objętych mechanizmami zdolności wytwórczych. Rozporządzenie to wprowadza również zmiany w zasadach uczestnictwa jednostek wytwórczych w mechanizmach mocowych funkcjonujących w państwach członkowskich.

Z perspektywy rynku mocy w Polsce kluczowym zagadnieniem jest uregulowanie na poziomie ustawodawstwa krajowego zasad udziału w rynku mocy, począwszy od 1 lipca 2025 r., jednostek emitujących powyżej 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh wytworzonej energii elektrycznej („limit emisji”).

Projektowana nowelizacja ustawy zapewnia zgodność z rozporządzeniem rynkowym w ww. zakresie. Ponadto, w związku z uwagami zgłoszonymi w toku uzgodnień międzyresortowych i konsultacji publicznych, wynikającymi z doświadczeń z dotychczasowego funkcjonowania procesów rynku mocy, zidentyfikowano potrzebę uzupełnienia projektu ustawy o szereg przepisów doprecyzowujących funkcjonowanie rynku mocy.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Mając na uwadze zagadnienie zdefiniowane w punkcie 1, jedynym możliwym do zastosowania rozwiązaniem jest podjęcie działań legislacyjnych i dokonanie nowelizacji ustawy. Jako wynik przeprowadzonych prac legislacyjnych przewiduje się osiągnięcie następujących rezultatów:

- 1) dostosowanie przepisów ustawy do rozporządzenia rynkowego,
- 2) wyeliminowanie niepewności po stronie uczestników rynku mocy w zakresie jego funkcjonowania po wejściu w życie rozporządzenia rynkowego w kontekście jego bezpośredniego stosowania,
- 3) określenie rozwiązań w zakresie sposobu uwzględnienia limitu emisji w procesach rynku mocy,
- 4) wyjaśnienie wątpliwości interpretacyjnych i usprawnienie funkcjonowania procesów rynku mocy.

Proponując rozwiązania w powyższym zakresie, mając na uwadze, że wdrożenie przepisów rozporządzenia rynkowego jest konieczne, żeby można było kontynuować toczące się procesy rynku mocy przyjęto, że przyszłe funkcjonowanie jednostek emitujących powyżej 550g CO₂/kWh będzie przedmiotem odrębnych prac analitycznych i legislacyjnych. Na tym etapie przyjęto także, że dla zachowania stymulującej roli rynku mocy w odniesieniu do nowych mocy wytwórczych (spełniających nowe limity emisji) przepisy rozporządzenia rynkowego zostaną wdrożone w sposób, który nie będzie pozwalał na bezpośrednią konkurencję pomiędzy źródłami niskoemisyjnymi (tj. emitującymi poniżej 550g CO₂/kWh), a jednostkami emitującymi powyżej 550g CO₂/kWh, tj. zrezygnowano z dopuszczenia do udziału w rynku mocy jednostek emitujących powyżej 550g CO₂/kWh i średniorocznie poniżej 350 kg CO₂/kW.

W tym kontekście, w celu wsparcia realizacji nowych niskoemisyjnych źródeł wytwórczych, proponuje się:

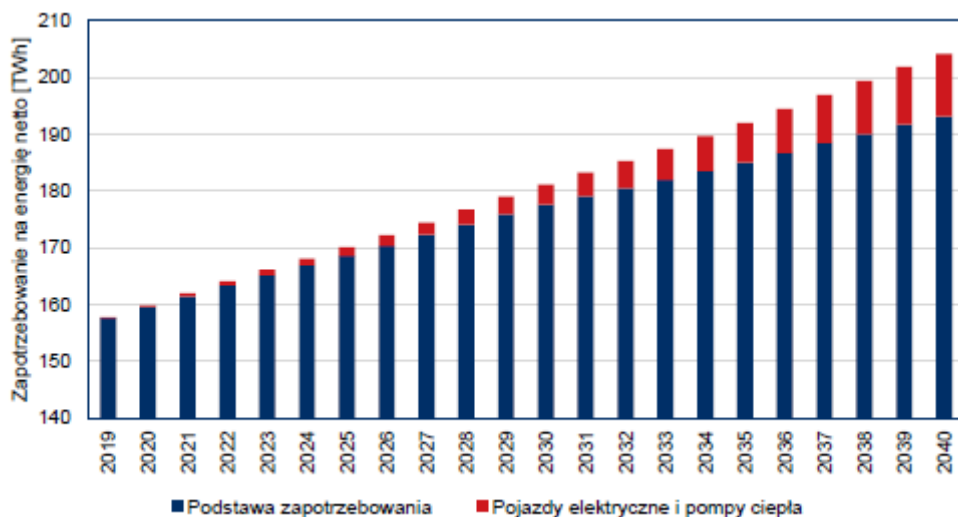
- możliwość zmiany technologii wytwarzania energii elektrycznej w odniesieniu do jednostki posiadającej zawartą umowę mocową i niespełniającej limitu emisji 550g CO₂/kWh na jednostkę w technologii zapewniającej spełnienie tego limitu,
- możliwość zmiany mocy osiągalnej nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, jeżeli moc takiej jednostki po jej realizacji nieznacznie odbiegać będzie od mocy, która była zakładana na etapie planowania.

Dodatkowo, w celu wzmocnienia funkcji stabilizacji systemu elektroenergetycznego i obniżenia przyszłych kosztów

funkcjonowania rynku mocy, proponuje się rozwiązanie polegające na reparametryzacji opłaty mocowej przy uwzględnieniu kryterium profilu zużycia, zapewniające niższe opłaty odbiorcom o niższych wahaniami dobowych poboru energii elektrycznej (tzw. „płaskim profilu” zużycia).

Wreszcie, mając na uwadze dotychczasowe doświadczenia z funkcjonowania rynku mocy oraz uwagi zgłoszone w toku uzgodnień międzyresortowych i konsultacji publicznych, w projekcie ustawy zaproponowano usprawnienia i doprecyzowania o charakterze technicznym – nie wpływające na zasady funkcjonowania mechanizmu.

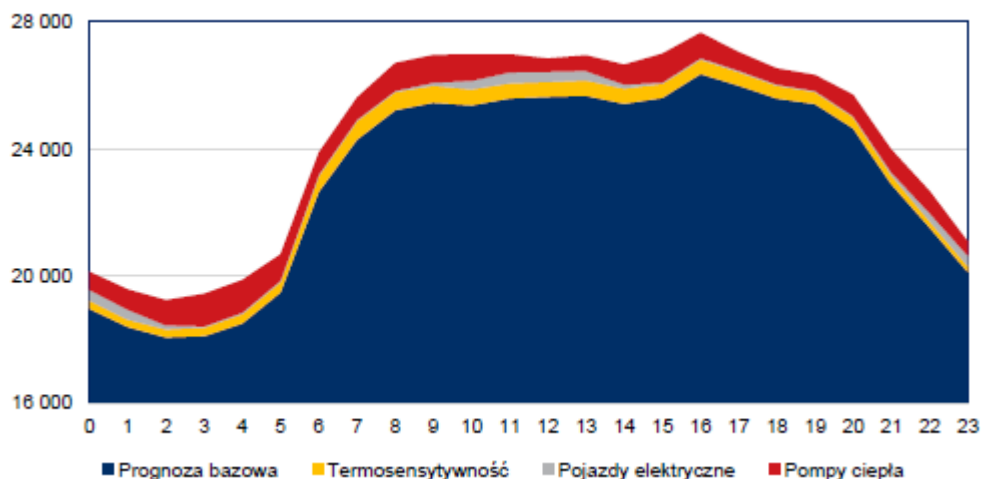
Ocenę skutków regulacji opracowano przy wykorzystaniu najlepszej aktualnej wiedzy, w tym także w oparciu o szczegółowe analizy ujęte w Planie Rozwoju Sieci Przesyłowej („PRSP”) opracowanym przez PSE S.A., zgodnie z którymi można zakładać, że zapotrzebowanie na energię elektryczną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) będzie zmieniało się w sposób zbliżony do liniowego, zgodnie z poniższym wykresem i poniższą tabelą:



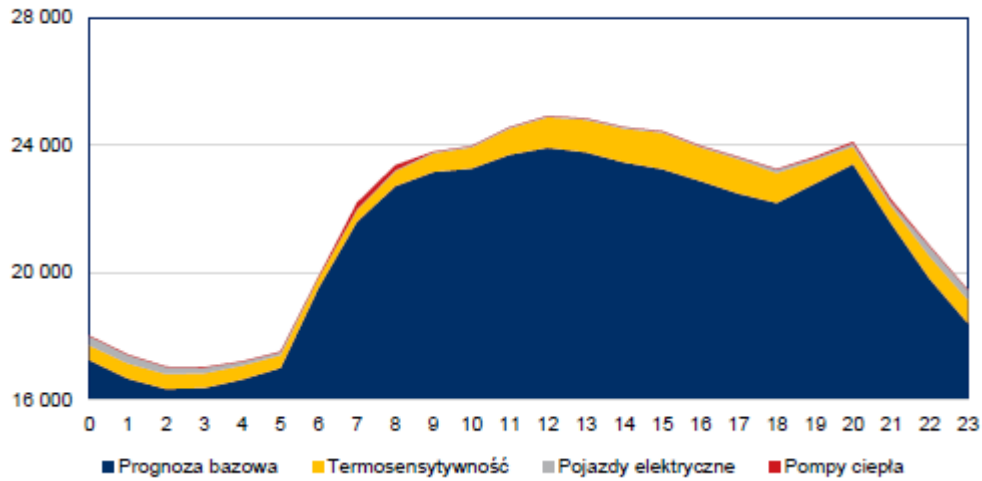
	2020	2025	2030	2035	2040
Podstawa zapotrzebowania	159,6	168,6	177,5	185,0	193,1
Pojazdy elektryczne i pompy ciepła	0,3	1,5	3,5	6,9	11,1
Całkowite zapotrzebowanie na energię elektryczną netto	159,9	170,1	181,1	191,9	204,2

Jednocześnie przewiduje się, że zapotrzebowanie na moc szczytową w roku 2030, odpowiednio w sezonie zimowym i letnim, będzie kształtowało się jak na poniższych rysunkach przedstawiających przewidywaną charakterystykę łącznego zapotrzebowania na moc szczytową w systemie, ze szczególnym uwzględnieniem termosensytywności, tj. składnika zapotrzebowania na moc będącego bezpośrednią odpowiedzią na zmianę temperatury otoczenia, oraz spodziewanego udziału pojazdów elektrycznych i pomp ciepła:

Rys. 2-4 Struktura zapotrzebowania na moc szczytową w zimie – 2030 r. [MW]



Rys. 2-5 Struktura zapotrzebowania na moc szczytową w lecie – 2030 r. [MW]



3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Mechanizmy mocowe są stosowane w wielu krajach członkowskich, m.in. we Francji, Włoszech, Niemczech, Szwecji, Irlandii, Wielkiej Brytanii, Belgii. Na mocy art. 22 pkt 5 rozporządzenia rynkowego wszystkie istniejące mechanizmy mocowe muszą zostać dostosowane do wymogów określonych w rozporządzeniu rynkowym.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP)	1	rozporządzenie rynkowe, ustawa o rynku mocy	<ul style="list-style-type: none"> • unormowanie zasad pozyskiwania informacji dot. wymogów emisyjnych określonych w rozporządzeniu rynkowym i stosowania ich w odpowiednich procesach rynku mocy; • rozszerzenie zakresu obowiązków związane m.in. z weryfikacją spełnienia limitu oraz związane z obsługą mechanizmu zwrotu wynagrodzenia; • zwiększenie możliwości zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, ograniczenie ryzyka konieczności wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej; • wyjaśnienie wątpliwości interpretacyjnych;
minister właściwy do spraw energii	1	rozporządzenie rynkowe	<ul style="list-style-type: none"> • nowe zadania związane z koniecznością okresowego wyznaczania i publikacji standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych;
Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE)	1	rozporządzenie rynkowe	<ul style="list-style-type: none"> • nałożenie nowych obowiązków związanych z określaniem i publikacją ceny wejścia nowej jednostki oraz wartości niedostarczonej energii; • nałożenie nowych

			obowiązków związanych z przygotowaniem propozycji wielkości mocy, która powinna zostać zakupiona w toku aukcji;
Zarządca Rozliczeń S.A.	1	rozporządzenie rynkowe	<ul style="list-style-type: none"> • nałożenie nowych obowiązków związanych z rozliczeniami na rynku mocy (obsługa mechanizmu zwrotu wynagrodzenia), w związku z przepisami dot. korekty rozliczeń ze względu na brak spełnienia wymogów emisyjnych;
Dostawcy mocy	40 ¹	wyniki aukcji mocy, ustawa o rynku mocy	<ul style="list-style-type: none"> • zapewnienie możliwości realizacji już zawartych umów mocowych; • określenie jednoznacznych zasad funkcjonowania zarówno rynku wtórnego i pierwotnego na rynku mocy; • wyjaśnienie wątpliwości interpretacyjnych;
Odbiorcy końcowi	Ok. 17,6 mln, z czego 16 mln to odbiorcy z grupy taryfowej G	Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2018 r.	<ul style="list-style-type: none"> • utrzymanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (utrzymanie funkcjonującego rynku mocy); • obniżenie stawek opłaty mocowej w związku z zaprzestaniem finansowania jednostek wytwórczych niespełniających limitu emisji; • obniżenie stawek opłaty mocowej dla odbiorców o niższych wahaniami dobowych poboru energii elektrycznej.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt został przekazany do konsultacji (21 dni) do następujących podmiotów:

- 1) Agencja Rynku Energii S.A,
- 2) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
- 3) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej,
- 4) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
- 5) Towarzystwo Obrotu Energią,
- 6) Polski Komitet Energii Elektrycznej,
- 7) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
- 8) Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu,
- 9) Zarządca Rozliczeń S.A,
- 10) Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa,
- 11) Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji,
- 12) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,

¹ Wartość uwzględniająca wyłącznie dostawców mocy, którzy posiadają zawarte umowy mocowe.

- 13) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
- 14) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
- 15) Stowarzyszenie Elektryków Polskich,
- 16) Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A,
- 17) Krajowa Izba Gospodarcza,
- 18) Instytut Ekonomii Środowiska,
- 19) Polska Izba Magazynów Energii,
- 20) Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów Niezależnych Energii Elektrycznej,
- 21) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A,
- 22) Towarowa Giełda Energii S.A,
- 23) Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego.

Z uwagi na zakres projektu projekt podlegał opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe oraz organizacje pracodawców. Projekt został przekazany (21 dni) do następujących reprezentatywnych związków zawodowych i reprezentatywnych organizacji pracodawców:

- 1) Konfederacja Lewiatan,
- 2) Business Centre Club,
- 3) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców,
- 4) Niezależny Samorządny Związek Zawodowy „Solidarność”,
- 5) Pracodawcy Rzeczypospolitej Polskiej,
- 6) Ogólnopolskie Porozumienie Związków Zawodowych,
- 7) Forum Związków Zawodowych,
- 8) Związek Rzemiosła Polskiego.

Projekt został przekazany do zaopiniowania (21 dni) następującym podmiotom:

- 1) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
- 2) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumenta,
- 3) Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej,
- 4) Prezes Prokuraturii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej.

Projekt został ponadto przesłany do Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego.

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez RDS.

Projekt ustawy nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostały omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z 2020 r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)
Dochody ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (w tym jednostki finansów publicznych)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wydatki ogółem	0	16,63	14,84	14,26	14,34	14,30	12,07	12,09	12,09	12,09	12,09	134,79
budżet państwa	0	0,00	0,80	0,22	0,30	0,26	0,28	0,30	0,30	0,30	0,30	3,06
JST	0	5,54	4,68	4,68	4,68	4,68	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	43,91
pozostałe jednostki	0	11,09	9,36	9,36	9,36	9,36	7,86	7,86	7,86	7,86	7,86	87,82
Saldo ogółem	0	-16,63	-14,84	-14,26	-14,34	-14,30	-12,07	-12,09	-12,09	-12,09	-12,09	-134,79
budżet państwa	0	0,00	-0,80	-0,22	-0,30	-0,26	-0,28	-0,30	-0,30	-0,30	-0,30	-3,06
JST	0	-5,54	-4,68	-4,68	-4,68	-4,68	-3,93	-3,93	-3,93	-3,93	-3,93	-43,91
pozostałe jednostki	0	-11,09	-9,36	-9,36	-9,36	-9,36	-7,86	-7,86	-7,86	-7,86	-7,86	-87,82

Źródła finansowania	Koszt ponoszony przez URE powinien być pokrywany w ramach wydatków budżetowych poprzez stosowne zwiększenie części budżetowej 50. Wzrost kosztów opłaty mocowej dla JST i pozostałych jednostek powinny zostać ujęte w planach finansowych podmiotów zużywających energię elektryczną, stosownie do poziomu jej zużycia w godzinach szczytowych. Zwiększone wydatki będą finansowane z budżetów jednostek bez możliwości ubiegania się o dodatkowe środki z budżetu państwa.
---------------------	--

	Odbiorcy w grupie K4	zł/MWh	0	4,17	21,98	21,98	21,98	21,98	24,45	24,45	24,45	24,45	24,45
<p>Zgodnie z powyższą tabelą, w zależności od roku – odbiorca ryczałtowy (grupa taryfowa G, R lub C1x <16kW) będzie ponosił, średnio w pierwszym roku, koszt rynku mocy większy o 17 groszy na miesiąc, a w kolejnych latach o około 80 groszy na miesiąc; uśredniony koszt rynku mocy ponoszony przez odbiorców w grupie K1 zmniejszy się o około 50 zł/MWh w godzinach szczytowego zapotrzebowania, w grupie K2 o około 25 zł/MWh, w grupie K3 spadnie w pierwszym roku o około 6 zł, a w kolejnych latach wzrośnie o 5-8 zł/MWh; natomiast w grupie K4 koszt rynku mocy wzrośnie o około 20-25 zł/MWh od 2022 r., jednak od 2026 r. każdy odbiorca z grupy K4 będzie miał możliwość przeniesienia się do grup K1-K3.</p> <p>Wynika z tego, że podniesienie opłaty o praktycznie nieodczuwalną kwotę (średnio kilkadziesiąt groszy miesięcznie) dla odbiorców ryczałtowych umożliwia bardzo istotne obniżki dla odbiorców w grupach K1 i K2, co ma bezpośrednie przełożenie na konkurencyjność gospodarki Polski. Jednocześnie nowe rozwiązania pozwalają docelowo każdemu odbiorcy nieryczałtowemu na obniżenie opłaty mocowej poprzez przeniesienie zużycia poza godziny szczytowe.</p> <p>Zmiany stawki za rok 2021 są wartościami średnimi, uwzględniającymi wejście w życie ustawy 1 kwietnia 2021.</p>													

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).

tak
 nie
 nie dotyczy

zmniejszenie liczby dokumentów
 zmniejszenie liczby procedur
 skrócenie czasu na załatwienie sprawy
 inne:

zwiększenie liczby dokumentów
 zwiększenie liczby procedur
 wydłużenie czasu na załatwienie sprawy
 inne:

Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.

tak
 nie
 nie dotyczy

Komentarz: Zwiększenie liczby dokumentów i procedur wynika z wprowadzenia przepisów wynikających z rozporządzenia UE. Obejmuje ono między innymi składanie oświadczeń, o których mowa w dodawanych pkt 9-11 w art. 19 ust. 1 i dodawanym art. 67a, które nakładają dodatkowe obowiązki na dostawców mocy i operatora. Dodatkowo Prezes URE jest obowiązany do publikowania na swojej stronie internetowej informacji o wartości niedostarczonej energii elektrycznej i koszcie nowej jednostki. Sposób wyznaczania stawek opłaty mocowej również będzie bardziej złożony w wyniku wprowadzenia odmiennego rozliczania opłaty mocowej przez odbiorców o płaskim profilu zużycia.

9. Wpływ na rynek pracy

Osiągnięcie celu regulacji będzie miało pozytywny wpływ na rynek pracy. Korzystne warunki dla budowy nowych jednostek przełożą się na koniunkturę w sektorze budownictwa energetycznego oraz późniejsze zatrudnienie przy obsłudze nowych obiektów.

10. Wpływ na pozostałe obszary

środowisko naturalne
 sytuacja i rozwój regionalny
 inne:

demografia
 mienie państwowe

informatyzacja
 zdrowie

Omówienie wpływu

Projektowana regulacja ma na celu stworzenie korzystnych warunków do inwestowania w nowe jednostki wytwórcze, cechujące się lepszymi parametrami emisyjnymi (niższą emisją szkodliwych substancji do atmosfery) niż obecnie funkcjonujące najstarsze jednostki. Rynek mocy sprzyja również możliwości rozwoju źródeł OZE, bez negatywnego wpływu na bezpieczeństwo pracy KSE, oraz magazynów energii.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Projekt przewiduje wejście w życie ustawy po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia. Wyjątek stanowi art. 6, który wejdzie w życie po wprowadzeniu centralnego systemu informacji rynku energii (CSIRE), ponieważ nakłada on obowiązek przekazywania danych za pośrednictwem CSIRE.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Ewaluacja efektów funkcjonowania ustawy dostosowanej do przepisów rozporządzenia rynkowego będzie możliwa po przeprowadzeniu aukcji głównych na okresy dostaw 2025-2026 i kolejne.

Zgodnie z art. 40 ustawy minister właściwy do spraw energii, corocznie, opracowuje sprawozdanie z funkcjonowania rynku mocy w roku poprzednim, zawierające w szczególności informacje o przebiegu certyfikacji ogólnej i certyfikacji do aukcji mocy, wynikach aukcji mocy, wykonaniu obowiązków mocowych oraz aktualną i przewidywaną sytuację w zakresie mocy wytwórczych. Ww. sprawozdanie będzie mogło być podstawą do analiz czy funkcjonujące mechanizmy na rynku energii i

rynku mocy są wystarczające do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dodatkowo, zgodnie z art. 103 ustawy, Rada Ministrów, nie później niż w 2024 r., na podstawie analiz bilansowych i oceny stopnia rozwoju rynku energii, dokona oceny funkcjonowania rynku mocy i przedłoży Sejmowi Rzeczypospolitej Polskiej informację o skutkach jej obowiązywania wraz z propozycjami zmian rynku mocy albo zniesienia rynku mocy.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

-

RAPORT Z KONSULTACJI PUBLICZNYCH ORAZ OPINIOWANIA PROJEKTU USTAWY O ZMIANIE USTAWY O RYNKU MOCY ORAZ NIEKTÓRYCH INNYCH USTAW¹

W dniu 27 lipca 2020 r. Ministerstwo Klimatu rozpoczęło proces konsultacji społecznych projektu ustawy o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw. Na przedstawienie ewentualnych uwag do projektu przewidziano 21 dni od dnia udostępnienia projektu. W trakcie konsultacji zgłoszono uwagi, których uwzględniona część znalazła wyraz w modyfikacji projektu.

Projekt przesłany do Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego i 8 kwietnia 2021 r. uzyskał pozytywną opinię.

Projekt został poddany konsultacjom publicznym z następującymi podmiotami:

1. Agencja Rynku Energii S.A.
2. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie.
3. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej.
4. Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych.
5. Towarzystwo Obrotu Energią.
6. Polski Komitet Energii Elektrycznej.
7. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej.
8. Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu FOEEIG
9. Zarządca Rozliczeń S.A.
10. Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa.
11. Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji.
12. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii.
13. Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych.
14. Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie.
15. Stowarzyszenie Elektryków Polskich.
16. Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.
17. Krajowa Izba Gospodarcza.
18. Instytut Ekonomii Środowiska.
19. Polska Izba Magazynów Energii.

¹ Niniejszą ustawą zmienia się ustawy: ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, ustawę z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, ustawę z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, ustawę z dnia 27 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej oraz ustawę z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.

20. Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów Niezależnych Energii Elektrycznej.

21. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

22. Towarowa Giełda Energii S.A.

23. Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego.

Jednocześnie, projekt został także przekazany do opiniowania następującym reprezentatywnym związkom zawodowym i pracodawcom:

1. Konfederacja Lewiatan.

2. Business Centre Club.

3. Związek Przedsiębiorców i Pracodawców.

4. Niezależny Samorządny Związek Zawodowy "Solidarność".

5. Pracodawcy Rzeczypospolitej Polskiej.

6. Ogólnopolskie Porozumienie Związków Zawodowych.

7. Forum Związków Zawodowych.

8. Związek Rzemiosła Polskiego.

W ramach opiniowania projekt otrzymali ponadto:

1) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki;

2) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumenta;

3) Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej;

4) Prezes Prokuratury Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej.

Główne kwestie problemowe zgłaszane w ramach konsultacji publicznych i opiniowania:

Uwagi uwzględnione:

- Szereg zmian redakcyjnych i porządkowych w celu doprecyzowania odniesień, np. w kwestii naliczania kar;
- Doprecyzowano treści oświadczeń, jakie dostawca mocy jest obowiązany złożyć zgodnie z dodawanymi przepisami art. 19 ust. 1 pkt 9 i 10 ustawy;
- Konieczność wykazania zrealizowania zakresu rzeczowego oraz planowanych nakładów finansowych wskazywanych w ramach wniosku o certyfikację do aukcji głównej;
- Doprecyzowanie zakresu pomocy publicznej, która powinna zostać uwzględniona w pomniejszeniu wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego poprzez wskazanie pomocy publicznej otrzymanej w związku z realizacją inwestycji i poniesieniem nakładów umożliwiających otrzymanie umowy wieloletniej;
- Uwzględnienie kwestii rozliczenia odbiorców rozliczanych w taryfie R (ryczałtowa), zgodnie z § 6 ust. 3 Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. 2019 poz. 503);

- Przyjęto termin 45 dni od dnia wejścia w życie ustawy na przedłożenie projektu zmiany regulaminu rynku mocy przez Operatora Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia;
- Doprecyzowano przepisy przejściowe i wydłużono termin na osiągnięcie Finansowego Kamienia Milowego;
- Zmodyfikowano treść art. 23 w taki sposób, aby rozwiązać wątpliwości interpretacyjne dotyczące ewentualnej konieczności ubiegania się (każdorazowo) o certyfikat do udziału w rynku wtórnym w przypadku jednostek posiadających umowy wieloletnie;
- Wprowadzono rozwiązania w przypadku opóźnienia możliwości potwierdzenia wysokości nakładów dla momentu zakończenia inwestycji;
- Wprowadzono jednoznaczną możliwość złożenia ekspertyzy przed zakończeniem trzeciego roku dostaw;
- Przesunięto termin przeprowadzenia certyfikacji ogólnej;
- Dostosowano nazewnictwo do wprowadzonej definicji „jednostki wytwórczej”;
- Umożliwiono operatorowi przekazywanie kwoty podatku od towarów i usług wskazanego w pisemnej dyspozycji zapłaty, o której mowa w art. 61 ust. 3 ustawy, w ramach mechanizmu podzielonej płatności, w sposób zbiorczy, na rachunek VAT prowadzony dla rachunku opłaty mocowej;
- Wydłużono termin dla dostawców mocy na złożenie oświadczenia do operatora z uwagi na terminy raportowania rocznej emisji CO₂ do KOBiZE przez dostawców będących uczestnikami ETS;
- Postanowiono, że uwagi szczegółowe dotyczące opłaty mocowej zostaną zaadresowane w przepisach wydanych na podstawie art. 76 ustawy;
- Także część problemów zdecydowano zaadresować na późniejszym etapie prac.

Uwagi nieuwzględnione:

- Udział elektrowni węglowych w rynku wtórnym po 2025 r.;
- Możliwość skrócenia okresów dostaw dla niepotwierdzonych jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania w pierwszym roku;
- Rozpoczęcie naliczania kar za nieosiągnięcie OKM dopiero od 2 roku dostaw w przypadku dostawców mocy, którzy dokonają zmiany technologii na spełniającą limity emisji;
- Zmiana obecnie zaproponowanego mechanizmu pobierania opłaty mocowej dla odbiorców niebędących odbiorcami w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci o napięciu poniżej 1 kV;
- Dodanie do zryczałtowanych płatników opłaty mocowej nie tylko gospodarstw domowych, lecz również pozostałych odbiorców o mocy umownej mniejszej niż 40 kW;
- Wnioskowanie o przesunięcia terminu rozpoczęcia pierwszego okresu dostaw o okres, w którym z powodu skutków pandemii SARS-Cov-2 lub innych zdarzeń siły wyższej dostawca mocy nie jest w stanie spełnić wymagań określonych w art. 52 ust. 2 ustawy;
- Wyłączenie stosowania sankcji jako konsekwencja wprowadzenia art. 52c i 52d;
- Wprowadzenie definicji jednostki wytwórczej ciepłowniczej;
- Wprowadzenie definicji jednostkowego zużycia paliwa netto;
- Uwzględnienie zmian definicyjnych we wzorze na jednostkową emisję dwutlenku węgla;

- Zmiana aktualnie obowiązującego wymogu prawnego, aby obrót obowiązkiem mocowym mógł odbywać się wyłącznie między jednostkami rynku mocy należącymi do różnych podmiotów.

W toku konsultacji uwagi zgłosiły trzy podmioty wykonujące zawodową działalność lobbingsową w procesie stanowienia prawa. Były to:

- 1) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
- 2) Związek Pracodawców „LEWIATAN”;
- 3) Polska Rada Centrów Handlowych.

Nie wpłynęły jednocześnie zgłoszenia zainteresowania pracami nad projektem w trybie przepisów o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa.

Uwagi Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie oraz Związku Pracodawców „LEWIATAN” zostały częściowo uwzględnione w zakresie:

- poszerzenia katalogu odbiorców zaliczanych do gospodarstw domowych;
- doprecyzowania skutków spełnienia wymagań określonych w art. 52 ust. 2 po rozpoczęciu w przypadku opóźnienia w rozpoczęciu pracy jednostki;
- doprecyzowania zachowania praw nabytych podczas obrotu na rynku wtórnym;
- wprowadzenie przepisów przejściowych;
- części uwag dotyczących realizacji projektu i kamieni milowych;
- doprecyzowanie kwestii pomocy publicznej;
- części uwag redakcyjnych.

Nie uwzględniono uwagi Polskiej Rady Centrów Handlowych, ze względu na konieczność zapewnienia finansowania rynku mocy.

Uwagi nieuwzględnione zgłoszone w ramach opiniowania nowelizacji ustawy o rynku mocy

Lp.	Jednostka redakcyjna	Podmiot	Propozycja zmiany	Stanowisko MK
1.	Art. 2 ust. 1 pkt 29a	URE	Definicja rozpoczęcia komercyjnej produkcji, nie pozwala ustalić w sposób jasny i precyzyjny z jaką datą ustawodawca uznaje rozpoczęcie eksploatacji jednostki fizycznej. Posłużono się bowiem w tej definicji niedookreślonymi klauzulami „pod względem prawnym i technicznym”, co będzie wywoływało wątpliwości u każdego stosującego taką normę (np. czy rozruch technologiczny to już rozpoczęcie komercyjnej produkcji, jakie dokumenty techniczne są niezbędne do udokumentowania rozpoczęcia takiej produkcji). Proponuje się zatem doprecyzowanie tego rozwiązania przykładowo tak jak to zostało uregulowane w art. 4 ust. 2 i 3 ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (dz. U. z 2020 r. poz. 250, z późn. zm.) wobec podmiotów uczestniczących w tym systemie wsparcia.	Uwaga nieuwzględniona. Brak jest możliwości bardziej precyzyjnego zdefiniowania daty rozpoczęcia komercyjnej produkcji przez jednostkę wytwórczą, ponieważ pojęcie to może się odnosić zarówno do jednostek objętych koncesją na wytwarzanie jak i nie objętych obowiązkiem uzyskania koncesji. Podobnie może to dotyczyć jednostki, z której energia elektryczna jest wprowadzana do sieci i sprzedawana, jak również jednostki wytwarzającej wyłącznie na potrzeby własne odbiorcy. Mając to na uwadze, zaproponowano definicję odwołującą się do chwili, od której spełnione są wszystkie wymagania techniczne i prawne warunkujące komercyjną pracę tej jednostki.
2.	Art. 19	URE	Należy zwrócić uwagę, że zgodnie z sekcją 8 Opinii ACER - wyliczenia limitu emisji oraz wolumenu emisji składane na etapie certyfikacji powinny być zweryfikowane przez instytucję certyfikującą. Czego przedłożona propozycja nie uwzględnia.	Uwaga nieuwzględniona. Zgodnie z ART. 5 ustawy o rynku mocy Prezes URE ma możliwość zweryfikowania procesu certyfikacji w każdym uzasadnionym przypadku
3.	Art. 47 ust. 2	URE	Zaproponowany w projekcie nieliniowy system sankcji, zdaniem URE może przyczynić się do opóźnień przy realizacji projektów na potrzeby rynku mocy a tym samym działać	Uwaga nieuwzględniona.

			przeciwnie na realizację jego podstawowego celu – zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii.	
4.	Art. 48 ust. 1 pkt 1	UOKiK	<p>Proponowane brzmienie art. 48 ust. 1 pkt 1 ustawy: „1) aukcji dodatkowych – przenosić na inną jednostkę rynku mocy obowiązek mocowy w części lub w całości, w odniesieniu do całości okresu dostaw lub jego części, z zastrzeżeniem, że przedmiotem obrotu może być wyłącznie przyszła część okresu dostaw (obróć wtórny obowiązkami mocowym);”</p> <p>Przedmiotowa zmiana polega na usunięciu aktualnie obowiązującego wymogu prawnego, aby obrót obowiązkami mocowym mógł odbywać się wyłącznie między jednostkami rynku mocy (dalej: „JRM”) należącymi do różnych podmiotów. W związku z tym, Prezes UOKiK dostrzega ryzyko potencjalnie niekorzystnego wpływu projektowanej zmiany na kształtowanie się i rozwój konkurencji na wtórnym rynku mocy. W chwili obecnej rynek mocy jest jeszcze w trakcie kształtowania. Pierwsze zobowiązania dotyczące utrzymywania w gotowości uzgodnionej ilości mocy (obowiązki mocowe) będą realizowane począwszy od 2021 r., niemniej jednak odbyły się już pierwsze aukcje (organizowane w ramach tzw. rynku pierwotnego) dotyczące nabycia obowiązków mocowych przez uczestników rynku na lata 2021-2024. Zgodnie z danymi przedstawionymi przez Prezesa URE, dotyczącymi aukcji, która odbyła się w 2019 r. ponad 60% zakontraktowanej mocy przypada na jeden podmiot (Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2019 r., Warszawa, maj 2020 r.). Udział znacznej większości pozostałych uczestników kształtuje się na poziomie poniżej 1%. Na chwilę obecną brak jest danych jak będą kształtować się te udziały w rynku wtórnym. Obecne rozwiązanie dotyczące sposobu zorganizowania rynku wtórnego wymusza na jego uczestnikach aktywne poszukiwanie kontrahentów w przypadku chęci kupna lub sprzedaży obowiązku mocowego. W konsekwencji, już teraz podejmowane są starania zmierzające do usprawnienia tego procesu np. poprzez stworzenie różnego rodzaju internetowych platform służących wymianie informacji o ofertach. Rozważane są również możliwości utworzenia giełdy rynku mocy na podobieństwo Towarowej Giełdy Energii. W ocenie Prezesa UOKiK funkcjonowanie rynku zorganizowanego poprawiłoby płynność rynku wtórnego, zwiększyło dostępność do rynku dla mniejszych podmiotów i zapewniło szerszy dostęp do informacji o poziomie cen na tym rynku. Dopuszczenie możliwości przenoszenia obowiązków mocowych między JRM należącymi do tego samego podmiotu, przy jednoczesnej dużej koncentracji na tym rynku i dominacji jednego podmiotu może przeciwdziałać tendencjom do prawidłowego ukształtowania się rynku wtórnego. Istnieje realna obawa, że najwięksi uczestnicy, dysponujący największą ilością JRM będą w pierwszej kolejności zainteresowani dokonywaniem transakcji wewnętrznych lub ewentualnie między sobą, natomiast mniejsi uczestnicy rynku mogą mieć trudność z dotarciem ze swoją ofertą do potencjalnych kontrahentów. Drugą konsekwencją takiego rozwiązania może być przeciwdziałanie prawidłowemu</p>	<p>Uwaga nieuwzględniona.</p> <p>Aktualne przepisy dopuszczają przenoszenie obowiązków mocowych pomiędzy dostawcami mocy należącymi do tej samej grupy kapitałowej, w związku z czym faktyczne przeniesienie obowiązku mocowego pomiędzy jednostkami rynku mocy tego samego dostawcy mocy już jest możliwe przy uwzględnieniu przeniesienia pośredniego.</p>

		<p>uksztaltowaniu się cen rynkowych na rynku wtórnym. Konsekwencją braku ukształtowania się płynnego rynku wtórnego może być ograniczenie do niego dostępu dla mniejszych uczestników oraz dalsza koncentracja największych podmiotów na rynku pierwotnym. Przyjęte w Projekcie rozwiązanie może również sprzyjać dominacji bezpośrednich transakcji dwustronnych (tzw. transakcji OTC - over the counter) z pominięciem rynku zorganizowanego, co może prowadzić do mniejszej efektywności obrotu obowiązkami mocowymi i wyższymi kosztami transakcyjnymi, szczególnie dla mniejszych uczestników rynku, którzy nie posiadają bezpośrednich relacji biznesowych z podmiotami, których udział w tym rynku jest przeważający.</p> <p>Nie można również zapominać, że zgodnie z art. 22 ust. 3 lit. c) Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. L 158 z 14.06.2019, s. 54) mechanizmy zdolności wytwórczych inne niż rezerwy strategiczne powinny zapewniać, aby obowiązki w zakresie zdolności wytwórczych mogły być przekazywane między kwalifikującymi się dostawcami zdolności wytwórczych. Tym samym, w pierwszej kolejności powinny zostać zapewnione mechanizmy preferujące transfery obowiązkami mocowymi między różnymi podmiotami.</p> <p>Uwzględniając wskazywane przez Ministerstwo Klimatu ryzyko związane z możliwym brakiem płynności na rynku wtórnym w przypadku wyeliminowania z tego rynku jednostek wysokoemisyjnych, niespełniających wymogów wynikających z regulacji unijnych, dążyć jednakże należy do wypracowania regulacji prawnych, które w pierwszej kolejności dopuszczają będą transakcje między różnymi podmiotami, a dopiero pomocniczo między JRM należącymi do tego samego podmiotu. Regulacja taka mogłaby przykładowo przybrać formę wymogu, aby przed dokonaniem transakcji między swoimi JRM podmiot uczestniczący w rynku rozpatrzył oferty składane przez innych kontrahentów, a dopiero w razie braku takich ofert możliwe byłoby dokonanie transakcji w ramach tego samego podmiotu. Spełnienie tego obowiązku mogłoby być weryfikowane przy dokonywaniu wpisu w rejestrze rynku mocy, który to wpis jest warunkiem skuteczności dokonania transakcji między uczestnikami. Reasumując, mając na uwadze znaczącą dominację jednego podmiotu na rynku mocy przy znacznym rozproszeniu udziałów pozostałych uczestników, Prezes UOKiK wskazuje na konieczność zapewnienia równego, niedyskryminacyjnego dostępu do rynku dla wszystkich uczestników, którzy spełniają techniczne wymogi takiego uczestnictwa, jak również konieczność zapewnienia mniejszym uczestnikom rynku wtórnego realnej możliwości uczestniczenia w nim, w szczególności poprzez stworzenie mechanizmów chroniących obrót obowiązkami mocowymi z udziałem tych mniejszych podmiotów.</p>	
--	--	--	--

5.	Art. 48 ust. 1 pkt 1, ust. 2 pkt 2 lit. f, oraz art. 49a	URE	Art. 48 i 49a ustawy o rynku mocy reguluje możliwość zmiany umowy przez dostawcę w ramach własnych jednostek rynku mocy. Należy pamiętać, że rynek mocy działa warunkowo, po notyfikacji Komisji UE. Pojawia się zatem wątpliwość, czy wprowadzanie tak istotnych zmian w mechanizmie nie wymaga poinformowania organu, który wydał zgodę na funkcjonowanie systemu w innym kształcie.	<p>Uwaga nieuwzględniona. Aktualne przepisy dopuszczają przeniesienie obowiązków mocowych pomiędzy dostawcami mocy należącymi do tej samej grupy kapitałowej, w związku z czym faktyczne przeniesienie obowiązku mocowego pomiędzy jednostkami rynku mocy tego samego dostawcy mocy już jest możliwe przy uwzględnieniu przeniesienia pośredniego. Zmiana nie jest także w tym zakresie sprzeczna z Decyzją KE.</p>
6.	Art. 68 ust. 2 pkt 7	URE	W związku z projektowanym art. 59 ust. 2a do kompetencji Prezesa URE należy publikowanie jednostkowej stawki kary na dany rok, zatem należy usunąć pkt 7 z delegacji ustawowej rozporządzenia zawartej w art. 68 ustawy.	<p>Uwaga nieuwzględniona. Pkt. 7 delegacji do rozporządzenia odnosi do określenia sposobu wyznaczenia stawki kary (z uwzględnieniem zmieniających się czynników zewnętrznych). Kompetencja Prezesa URE wynikająca z art. 59 ust. 2a obejmuje natomiast wyznaczenie konkretnej wielkości stawki kary i jej publikację, w oparciu o sposób określony w rozporządzeniu. Czynności wykonywane przez Prezesa URE mają więc charakter wyłącznie techniczny i nie byłyby możliwe bez odpowiednich przepisów rozporządzenia.</p>

7.	OSR pkt 4	URE	<p>W ocenie autorów projektu w związku z zaprzestaniem finansowania jednostek wytwórczych niespełniających limitu emisji nastąpi obniżenie stawek opłaty mocowej. Osiągnięcie tego założenia, może być niemożliwe, z uwagi na brak spadku zapotrzebowania na moc. Zgodnie z Planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030 przygotowanym przez PSE S.A. https://www.pse.pl/documents/20182/21595261/Dokument_glowny_PRSP_2021-2030_20200528.pdf Polska będzie miała problem z zaspokojeniem zapotrzebowania opierając się jedynie na źródłach krajowych. Źródła niestabilne, bez rozwoju i nowych technologii magazynowania energii, nie będą mogły być uznawane za pewne w sytuacji zagrożenia.</p>	<p>Uwaga nieuwzględniona na obecnym etapie prac.</p>
----	-----------	-----	---	---

TABELA ZGODNOŚCI I ODWRÓCONA TABELA ZGODNOŚCI DOTYCZĄCA WYKONANIA ROZPORZĄDZENIA 2019/943

1. TABELA ZGODNOŚCI DOTYCZĄCA WYKONANIA ROZPORZĄDZENIA 2019/943

TYTUŁ AKTU PRAWNEGO		PROJEKT USTAWY O ZMIANIE USTAWY O RYNKU MOCY ORAZ NIEKTÓRYCH INNYCH USTAW		
TYTUŁ WDRAŻANEGO AKTU PRAWNEGO/WDRAŻANYCH AKTÓW PRAWNYCH		Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Tekst mający znaczenie dla EOG.)		
Jedn. red.	Treść przepisu UE	Konieczność wdrożenia T / N	Jedn. red.	Treść przepisu ustawy
Art. 20 ust. 1	1. Państwa członkowskie monitorują wystarczalność zasobów na swoim terytorium w oparciu o ocenę wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, o której mowa w art. 23. W celu uzupełnienia oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim państwa członkowskie mogą również przeprowadzić oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym zgodnie z art. 24.	T	Art. 1 pkt 4	4) w art. 7 ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Operator opracowuje informację o prognozowanych maksymalnych wolumenach obowiązków mocowych dla poszczególnych stref określonych w art. 6 ust. 6 na podstawie średnioterminowej oceny wystarczalności wytwarzania opracowywanej cyklicznie zgodnie rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943”.”;
Art. 22 ust. 1	1. Wszelkie mechanizmy zdolności wytwórczych: a) są tymczasowe; b) nie powodują nieuzasadnionych zakłóceń rynku i nie ograniczają obrotu międzystrefowego; c) nie wykraczają poza to, co jest konieczne do rozwiązania problemów z wystarczalnością, o którym mowa w art. 20; d) dokonują selekcji dostawców zdolności wytwórczych w drodze przejrzystego, niedyskryminacyjnego i konkurencyjnego procesu; e) wprowadzają zachęty dla dostawców zdolności wytwórczych, aby byli oni dostępni w okresach oczekiwanego przeciążenia systemu; f) zapewniają ustalanie wynagrodzenia w drodze konkurencyjnego procesu; g) ustalają techniczne warunki uczestnictwa dostawców zdolności wytwórczych z wyprzedzeniem przed rozpoczęciem procesu selekcji; h) są otwarte na udział wszystkich zasobów które są w stanie spełnić wymagane parametry techniczne, w tym magazynowania energii i zarządzania stroną popytową;	T	Art. 1 pkt 17, 18 28, 29, 31-39 Art. 11,12	17) w art. 41 pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) dostawca mocy zobowiązuje się do wykonywania, przez oznaczony czas, obowiązku mocowego przez określoną jednostkę rynku mocy;”; 18) w art. 42 w ust. 1 w pkt 4 lit. c otrzymuje brzmienie: „c) monitorowania postępów inwestycyjnych: - jednostek rynku mocy, w skład których wchodzi jednostka fizyczna wytwórcza planowana, w odniesieniu do których zawarto umowę mocową, - jednostek rynku mocy, w odniesieniu do których zawarto umowę mocową na więcej niż 1 okres dostaw;”; 28) w art. 52: a) ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Dostawca mocy, który w wyniku aukcji głównej zawarł umowę mocową dotyczącą nowej albo modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej, w terminie 24 miesięcy od dnia ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji mocy, przedstawia operatorowi dokumenty potwierdzające: 1) poniesienie nakładów inwestycyjnych w wysokości co najmniej 10% wymaganych nakładów inwestycyjnych, obliczonych jako iloczyn mocy osiągalnej netto danej

	<p>i) stosują odpowiednie sankcje wobec dostawców zdolności wytwórczych, którzy nie są dostępni podczas przeciążenia systemu.</p>		<p>jednostki rynku mocy i jednostkowego poziomu nakładów inwestycyjnych określonego dla danej aukcji głównej, o którym mowa odpowiednio w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a albo b;</p> <p>2) zawarcie umów związanych z inwestycją o łącznej wartości wynoszącej co najmniej 20% wymaganych nakładów inwestycyjnych, obliczonych jako iloczyn mocy osiągalnej netto danej jednostki rynku mocy i jednostkowego poziomu nakładów inwestycyjnych określonego dla danej aukcji głównej, o którym mowa odpowiednio w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a albo b.”,</p> <p>b) w ust. 2:</p> <p>- po pkt 2 dodaje się pkt 2a w brzmieniu:</p> <p>„2a) w przypadku nowej jednostki rynku mocy wytwórczej – wykaz punktów pomiarowych przyporządkowanych jednostce fizycznej tworzącej daną jednostkę rynku mocy;”,</p> <p>- w pkt 3 w lit. b, na końcu, po przecinku dodaje się wyraz „oraz” i dodaje się lit. ba w brzmieniu:</p> <p>„ba) spełnienie limitu emisji, o którym mowa odpowiednio w art. 19 ust. 2 pkt 2 lit. ba i w ust. 3 pkt 4 lit. ba lub w art. 20 ust. 4 pkt 2 lit. b tiret drugie;”,</p> <p>- pkt 4 otrzymuje brzmienie:</p> <p>„4) wielkość pomocy publicznej, o której mowa w art. 62 ust. 1, udzielonej do dnia przedstawienia tej informacji.”;</p> <p>c) dodaje się ust. 4 w brzmieniu:</p> <p>„4. Operator potwierdza spełnienie przez dostawcę mocy wymagań, o których mowa w ust. 1 i 2, przez wpis do rejestru.”;</p> <p>29) w art. 53:</p> <p>a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:</p> <p>„1. W przypadku niepotwierdzonej jednostki rynku mocy:</p> <p>1) objętej umową mocową – nie później niż na miesiąc przed rozpoczęciem okresu dostaw określonego w umowie mocowej,</p>
--	---	--	---

			<p>2) nieobjętej umową mocową – nie później niż na miesiąc przed rozpoczęciem ostatniego kwartału roku dostaw określonego w certyfikacie wydanym dla tej jednostki rynku mocy - dostawca mocy wykonuje test zdolności redukcji zapotrzebowania, zwany dalej „testem”, polegający na dostarczaniu mocy w sposób ciągły przez okres co najmniej godziny.”;</p> <p>b) ust. 5 otrzymuje brzmienie: „5. Dostawca mocy, na podstawie wniosku złożonego nie później niż 3 dni robocze od dnia uzyskania od operatora informacji o wyniku testu, otrzymuje potwierdzenie, o którym mowa w ust. 4 pkt 1, mimo negatywnego wyniku testu, jeżeli dostarczył moc w wysokości nie mniejszej niż 50% iloczynu mocy osiągalnej i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności wskazanego w certyfikacie. Potwierdzenie określa moc osiągalną odpowiadającą rzeczywiście wykonanemu obowiązkowi mocowemu podczas testu. W takim przypadku obowiązek mocowy tej jednostki oraz moc osiągalną obniża się odpowiednio. Zmniejszenie wielkości obowiązku mocowego skutkuje odpowiednio zmniejszeniem wysokości wynagrodzenia należnego dostawcy mocy za wykonywanie obowiązku mocowego zgodnie z zawartą umową mocową.”;</p> <p>31) art. 54 otrzymuje brzmienie: „Art. 54. Operator zwraca dostawcy mocy zabezpieczenie finansowe po: 1) wydaniu potwierdzenia: a) spełnienia wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2, b) o którym mowa w art. 53 ust. 4 pkt 1, albo w przypadku zawarcia umowy mocowej na więcej niż 1 rok dostaw – tego potwierdzenia i potwierdzenia spełnienia wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2, c) o którym mowa w art. 53 ust. 5, albo w przypadku zawarcia umowy mocowej na więcej niż 1 rok dostaw – tego potwierdzenia i potwierdzenia spełnienia wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2, z uwzględnieniem, że w obu tych przypadkach operator zwraca zabezpieczenie finansowe pomniejszone proporcjonalnie o wartość wynikającą z wyniku testu zdolności redukcji zapotrzebowania; 2) stwierdzeniu wygaśnięcia certyfikatu, na wniosek dostawcy mocy, zgodnie z art. 24 ust. 2 pkt 3; 3) wygaśnięciu certyfikatu zgodnie z art. 24 ust. 2 pkt 1.”;</p> <p>32) w art. 58: a) po ust. 4 dodaje się ust. 4a w brzmieniu: „4a. Przy rozliczaniu wykonania obowiązku mocowego w zakresie dostarczenia mocy w okresie zagrożenia lub w testowym okresie zagrożenia przez jednostkę rynku mocy, w której skład wchodzi wyłącznie jednostki fizyczne uczestniczące aktywnie w bilansowaniu systemu w ramach mechanizmu centralnego bilansowania, będące magazynem energii elektrycznej, uwzględnia się brak możliwości dostarczenia całości lub części tej mocy do systemu, jeżeli wynikał on z poleceń zmiany grafiku pracy tej jednostki, wydanych przez operatora.”;</p> <p>b) ust. 5 i 6 otrzymują brzmienie: „5. Operator systemu dystrybucyjnego przekazuje operatorowi dane pomiarowe oraz inne wymagane informacje dotyczące jednostek fizycznych na potrzeby przeprowadzania testu zdolności redukcji zapotrzebowania, weryfikacji dokumentów i informacji, o których mowa w art. 52 ust. 2, weryfikacji wniosków, o których mowa w art. 47a, wykonywania obowiązku mocowego, w tym testowych okresów zagrożenia i demonstracji, oraz na potrzeby rozliczeń. Przepis art. 9c ust. 3a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne stosuje się odpowiednio.</p>
--	--	--	---

			<p>6. Operator informuje dostawcę mocy oraz zarządcę rozliczeń o należnym za dany miesiąc wynagrodzeniu za wykonywanie obowiązku mocowego, w terminie 7 dni po zakończeniu każdego miesiąca.”;</p> <p>33) w art. 59 po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu: „2a. Prezes URE oblicza jednostkową stawkę kary na dany rok dostaw i ogłasza ją w Biuletynie Informacji Publicznej na swojej stronie podmiotowej, do dnia 15 grudnia roku poprzedzającego dany rok dostaw.”;</p> <p>34) w art. 60: a) w ust. 2 pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2) oblicza się jako sumę iloczynów obowiązków mocowych w godzinach, w których może wystąpić okres zagrożenia, określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 68, i odpowiadającej danemu obowiązkowi mocowemu cenie godzinowej, wyznaczonej na podstawie ceny danego obowiązku mocowego i liczby godzin w roku, w których może wystąpić okres zagrożenia, z uwzględnieniem przepisów ust. 4 i 5 oraz art. 62.”;</p> <p>b) dodaje się ust. 5 w brzmieniu: „5. Przepisy ust. 4 stosuje się także w odniesieniu do obowiązków mocowych, które zostały przeniesione w ramach obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym, niezależnie od liczby transakcji, którym podlegały.”;</p> <p>35) w art. 62: a) ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Pomniejszenia wynagrodzenia, o którym mowa w ust. 1, dokonuje się proporcjonalnie przez cały okres trwania umowy mocowej, zmniejszając cenę obowiązku mocowego, z zastrzeżeniem, że w przypadku nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, która nie spełniła wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2, przed rozpoczęciem pierwszego okresu dostaw, za okres trwania umowy mocowej, na potrzeby pomniejszenia wynagrodzenia, przyjmuje się okres od dnia przedstawienia operatorowi dokumentów i informacji, o których mowa w art. 52 ust. 2.”;</p> <p>b) dodaje się ust. 3 – 6 w brzmieniu: „3. Pomniejszenie wynagrodzenia, o którym mowa w ust. 1, dokonywane jest w odniesieniu do całego obowiązku mocowego, dla wszystkich okresów dostaw, nowej i modernizowanej jednostki rynku mocy, którym została ona objęta w wyniku aukcji mocy.</p> 4. Cena ustalona zgodnie z ust. 3 ma zastosowanie także w odniesieniu do obowiązków mocowych, które zostały przeniesione w ramach obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym na inną jednostkę rynku mocy, w tym jednostkę rynku mocy innego dostawcy mocy, niezależnie od liczby transakcji, którym podlegały. 5. Pomniejszenie wynagrodzenia, o którym mowa w ust. 1, dokonywane jest na podstawie informacji, o której mowa w art. 52 ust. 2 pkt 4, z uwzględnieniem ust. 6. 6. Jeżeli pomiędzy przedstawieniem informacji, o której mowa w art. 52 ust. 2 pkt 4, a rozpoczęciem okresu dostaw dostawcy mocy została udzielona pomoc publiczna, o której mowa w ust. 1, dostawca mocy zobowiązany jest, przed rozpoczęciem okresu dostaw, do aktualizacji informacji, o której mowa w art. 52 ust. 2 pkt 4. W przypadku dokonania aktualizacji, o której mowa w zdaniu pierwszym, przepisy ust. 1 – 5 stosuje się odpowiednio.”; <p>36) w art. 63: a) ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego dla jednostki rynku mocy, w skład której wchodzi jednostka wytwórcza będąca instalacją spalania wielopaliwowego w</p>
--	--	--	--

			<p>rozumieniu art. 2 pkt 15 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii i układem hybrydowym w rozumieniu art. 2 pkt 34 tej ustawy, koryguje się w związku z otrzymywaniem świadectw pochodzenia i pokrywaniem ujemnego salda, w rozumieniu tej ustawy.”,</p> <p>b) w ust. 2 po pkt 1 dodaje się pkt 1a w brzmieniu: „1a) zatwierdzonego wniosku o pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy wymienionej w ust. 1, lub”;</p> <p>c) w ust. 3 po pkt 1 dodaje się pkt 1a w brzmieniu: „1a) ilości energii elektrycznej objętej zatwierdzonym wnioskiem o pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w ustawie wymienionej w ust. 1.”;</p> <p>37) w art. 64 pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) jednostki fizycznej zagranicznej – wypłaca się po przedstawieniu przez operatora systemu przesyłowego, właściwego ze względu na lokalizację tej jednostki, danych pomiarowo-rozliczeniowych za dany okres lub innych informacji pozwalających na dokonanie rozliczeń lub po pozyskaniu przez operatora danych niezbędnych do dokonania rozliczeń.”;</p> <p>38) w art. 66 ust. 6 otrzymuje brzmienie: „6. Dostawca mocy po zakończeniu każdego roku kalendarzowego wystawia operatorowi faktury z tytułu premii należnych mu za dany rok, odrębnie w odniesieniu do poszczególnych jednostek rynku mocy tego dostawcy mocy, na podstawie informacji operatora przekazanej temu dostawcy do końca miesiąca następującego po zakończeniu roku.”;</p> <p>39) w art. 67: a) ust. 5 otrzymuje brzmienie: „5. Niezależnie od obowiązków określonych w ust. 1–3, operator może ogłosić testowy okres zagrożenia dla wybranych jednostek rynku mocy objętych obowiązkiem mocowym. W przypadku pozytywnego wyniku testowego okresu zagrożenia operator pokrywa na wniosek dostawcy mocy uzasadnione koszty związane z jego wykonaniem dla jednostki rynku mocy, przy czym wysokość rekompensaty: 1) nie może być wyższa niż równowartość tygodniowego wynagrodzenia dostawcy mocy w odniesieniu do tej jednostki rynku mocy – w przypadku jednostki rynku mocy wytwórczej, albo 2) jest równa wartości tygodniowego wynagrodzenia dostawcy mocy w odniesieniu do tej jednostki rynku mocy – w przypadku jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania.”;</p> <p>b) w ust. 6 pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) pozytywny, jeżeli dostarczona moc przez jednostkę rynku mocy jest nie mniejsza od pełnej wielkości obowiązku mocowego tej jednostki w testowym okresie zagrożenia, z uwzględnieniem art. 58 ust. 4a, albo”;</p> <p>Art. 6. W ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. ...) w art. 8 pkt 6 otrzymuje brzmienie: „6) w art. 58 ust. 5 otrzymuje brzmienie: „5. Operator systemu dystrybucyjnego przekazuje operatorowi dane pomiarowe, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 69 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, oraz inne wymagane informacje dotyczące jednostek fizycznych na potrzeby przeprowadzania testu zdolności redukcji zapotrzebowania, weryfikacji dokumentów i informacji, o których mowa w art. 52 ust. 2, weryfikacji wniosków, o których mowa w art. 47a, wykonywania obowiązku mocowego, w tym testowych okresów</p>
--	--	--	---

				<p>zagrożenia i demonstracji, oraz na potrzeby rozliczeń. Przepis art. 9c ust. 3a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne stosuje się odpowiednio.””.</p> <p>Art. 11. 1. Przepis art. 48 ust. 2 pkt 2 lit. f ustawy zmienianej w art. 1, stosuje się do obowiązków mocowych obejmujących okres przypadający po dniu 30 czerwca 2025 r.</p> <p>2. W odniesieniu do jednostki rynku mocy, o której mowa w art. 7 ust. 1, przepisu art. 48 ust. 2 pkt 2 lit. f ustawy zmienianej w art. 1, nie stosuje się.</p> <p>Art. 12. 1. Przepisy art. 23a, art. 47 ust. 4, art. 47a, art. 47b, art. 52, art. 53 ust. 5, art. 58 ust. 4a i 6, art. 60 ust. 2 pkt 2, art. 62 ust. 2 – 6, art. 63 ust. 1 – 3, art. 64 pkt 1 oraz art. 67 ust. 5 i 6 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, stosuje się także do umów mocowych zawartych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.</p> <p>2. Przepisy art. 15 ust. 6-8 ustawy zmienianej w art. 1 stosuje się także w przypadku rozpoczętej i niezakończony przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy certyfikacji do aukcji.</p>
art. 22 ust. 3	<p>3. Oprócz wymogów określonych w ust. 1, mechanizmy zdolności wytwórczych inne niż rezerwy strategiczne:</p> <p>a) są skonstruowane w taki sposób, aby zapewnić, by cena płacona za dostępność automatycznie zmierzała do zera, gdy przewidywany poziom podaży zdolności wytwórczych będzie odpowiedni do pokrycia poziomu zapotrzebowania na zdolności;</p> <p>b) wynagradzają uczestniczące zasoby jedynie za ich dostępność oraz zapewniają, aby wynagrodzenie to nie miało wpływu na decyzje dostawcy zdolności wytwórczych w sprawie wytwarzania lub niewytwarzania energii;</p> <p>c) zapewniają, aby obowiązki w zakresie zdolności wytwórczych mogły być przekazywane między kwalifikującymi się dostawcami zdolności wytwórczych.</p>	T	Art. 1 pkt 24	<p>24) w art. 48 w ust. 2:</p> <p>a) w pkt 1 lit. b otrzymuje brzmienie:</p> <p>„b) jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w systemie albo jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w tej samej strefie, o której mowa w art. 6 ust. 6, z tym że zastrzega się, że obowiązek mocowy jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych zagranicznych może być przeniesiony także na jednostkę rynku mocy składającą się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w systemie;”</p> <p>b) w pkt 2 w lit. e średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. f w brzmieniu:</p> <p>„f) w zakresie obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym – jednostek rynku mocy, dla których we wniosku o certyfikację nie złożono oświadczenia o planowanym spełnieniu limitu emisji, z uwzględnieniem art. 49a;”</p> <p>c) w pkt 3 lit. a i b otrzymują brzmienie:</p> <p>„a) ust. 1 pkt 1 – najpóźniej 24 godziny przed rozpoczęciem okresu, którego dotyczą,</p> <p>b) ust. 1 pkt 2 – po udostępnieniu przez operatora danych pomiarowo-rozliczeniowych dotyczących danego okresu zagrożenia, ale nie później niż w 5. dniu roboczym po ich udostępnieniu;”</p>

<p>Art. 22 ust. 4 i 5</p>	<p>4. Mechanizmy zdolności wytwórczych obejmują następujące wymogi dotyczące limitów emisji CO₂:</p> <p>a) najpóźniej od dnia 4 lipca 2019 r. zdolności wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną w tym dniu lub po tym dniu, emitujące więcej niż 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej, nie będą posiadały zobowiązań ani nie będą otrzymywać płatności lub zobowiązań dotyczących przyszłych płatności w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych</p> <p>b) najpóźniej od dnia 1 lipca 2025 r., zdolności wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., emitujące więcej niż 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej oraz ponad 350 kg CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych średnio w skali roku na kWe mocy zainstalowanej, nie będą posiadały zobowiązań ani nie będą otrzymywać płatności lub zobowiązań dotyczących przyszłych płatności w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych.</p> <p>Limit emisji wynoszący 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej oraz limit 350 kg CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych średnio w skali roku na kWe mocy zainstalowanej, o których mowa w lit. a) i b), oblicza się na podstawie projektowej efektywności jednostki wytwórczej, to znaczy efektywności netto przy mocy znamionowej zgodnej z odpowiednimi normami określonymi przez Międzynarodową Organizację Normalizacyjną ISO.</p> <p>Do dnia 5 stycznia 2020 r. ACER opublikuje opinię zawierającą techniczne wytyczne w sprawie obliczania wartości, o których mowa w akapicie pierwszym.</p> <p>5. Państwa członkowskie, które stosują mechanizmy zdolności wytwórczych w dniu 4 lipca 2019 r., dostosowują swoje mechanizmy w celu spełnienia wymogów rozdziału 4, bez uszczerbku dla zobowiązań i umów zawartych przed dniem 31 grudnia 2019 r.</p>	<p>T</p>	<p>Art. 1 pkt 1, 3, 7 - 12, 25, 26, 28 30, 40</p> <p>Art. 7-11</p>	<p>„17a) jednostka wytwórcza – jednostkę wytwórczą, o której mowa w art. 3 pkt 43 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, lub inny wyodrębniony zespół urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej;</p> <p>„29a) rozpoczęcie produkcji komercyjnej – dzień rozpoczęcia pracy jednostki wytwórczej, zgodnie z jej przeznaczeniem, po osiągnięciu stanu, w którym praca tej jednostki jest zgodna z prawem i możliwa technicznie;”;</p> <p>3) po art. 3 dodaje się art. 3a w brzmieniu:</p> <p>„Art. 3a. 1. Limit emisji uznaje się za spełniony przez jednostkę rynku mocy, jeśli żadna z jednostek wytwórczych wchodzących w skład jednostek fizycznych tworzących daną jednostkę rynku mocy nie przekroczyła limitu emisji w danym roku dostaw.</p> <p>2. Jednostkowa emisja dwutlenku węgla w odniesieniu do jednostki wytwórczej, wyznaczana jest zgodnie z wzorem:</p> $EJ_p = \frac{0,0036 \cdot (1 - t_{CO_2}) \cdot \sum_{p=1}^n U_p \cdot WE_p}{\square_{proj}}$ <p>gdzie:</p> <p>EJ – oznacza jednostkową emisję dwutlenku węgla danej jednostki wytwórczej, wyrażoną w gCO₂/kWh,</p> <p>t_{CO_2} – oznacza udział emisji dwutlenku węgla, która została przeniesiona z jednostki wytwórczej, a następnie wykorzystana w sposób, o którym mowa w art. 49 ust. 1 lit. a lub b rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2018/2066 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz zmieniającego rozporządzenie Komisji (UE) nr 601/2012 (Dz. Urz. UE L 334 z 31.12.2018, str. 1, z późn. zm.3)), w całkowitej emisji tej jednostki, wyrażony w %,</p> <p>p – oznacza paliwo,</p> <p>n – oznacza liczbę paliw wykorzystywanych w danej jednostce wytwórczej,</p> <p>U_p – oznacza udział energetyczny danego paliwa w całym paliwie dostarczanym do danej jednostki wytwórczej, w okresie całego roku kalendarzowego, wyrażony w %,</p> <p>WE_p – oznacza wskaźnik emisji dwutlenku węgla dla danego paliwa, wyznaczony tak jak na potrzeby raportowania emisji określonych w rozporządzeniu wykonawczym Komisji</p>
---------------------------	---	----------	--	--

			<p>(UE) 2018/2066 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz zmieniającym rozporządzenie Komisji (UE) nr 601/2012, wyrażony w kgCO₂/TJ,</p> <p>□_{proj} – oznacza sprawność w warunkach projektowych wytwarzania energii elektrycznej w danej jednostce wytwórczej, liczoną jako iloraz mocy elektrycznej netto i całkowitego zużycia paliwa, w warunkach projektowych przy mocy osiągalnej netto, uwzględniając wyniki pomiarów eksploatacyjnych, gwarancyjnych lub pomodernizacyjnych w zależności od tego, które z nich są najnowsze.</p> <p>3. W przypadku magazynów energii elektrycznej wchodzących w skład jednostek fizycznych tworzących daną jednostkę rynku mocy, na potrzeby weryfikacji spełnienia limitu emisji, przyjmuje się, że jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla EJ, w przypadku magazynów energii:</p> <p>1) niepołączonych bezpośrednio z jednostką wytwórczą i zasilanych wyłącznie z sieci – jest równy zero;</p> <p>2) połączonych bezpośrednio z jedną lub z większą liczbą jednostek wytwórczych – jest równy najwyższemu spośród wskaźników emisji wyznaczonych odpowiednio dla bezpośrednio połączonych jednostek wytwórczych.”;</p> <p>7) w art. 15 dodaje się ust. 6 – 8 w brzmieniu:</p> <p>„6. Dostawca mocy nie może złożyć wniosku o certyfikację w odniesieniu do jednostki rynku mocy, która w roku dostaw, dla którego prowadzona jest dana certyfikacja, nie będzie spełniała limitu emisji, z uwzględnieniem ust. 7.</p> <p>7. W przypadku jednostki rynku mocy, o której mowa w ust. 6, w skład której wchodzi wyłącznie jednostki wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., dostawca mocy może złożyć wniosek o certyfikację wyłącznie w zakresie utworzenia jednostki rynku mocy i dopuszczenia jej do udziału w rynku wtórnym.</p> <p>8. Wniosku o certyfikację nie może złożyć dostawca mocy, wobec którego w terminie rozpoczęcia danej certyfikacji do aukcji głównej lub certyfikacji do aukcji dodatkowych zachodzą okoliczności, o których mowa w art. 2 pkt 18 lit. a, b, c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z</p>
--	--	--	--

			<p>rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.4)).”;</p> <p>8) w art. 16 w ust. 2:</p> <p>a) uchyla się pkt 4,</p> <p>b) dodaje się pkt 4a w brzmieniu:</p> <p>„4a) w skład której wchodzi jednostka wytwórcza, która w roku dostaw nie będzie spełniała limitu emisji i rozpoczęła produkcję komercyjną nie wcześniej niż w dniu 4 lipca 2019 r.”;</p> <p>9) w art. 19:</p> <p>a) w ust. 1:</p> <p>- pkt 1 otrzymuje brzmienie:</p> <p>„1) w przypadku wniosku o certyfikację, innego niż wniosek o utworzenie jednostki rynku mocy i dopuszczenie jej do udziału wyłącznie w rynku wtórnym – wielkość obowiązku mocowego, którą będzie oferował dostawca mocy dla tej jednostki w aukcji mocy, nie większą niż iloczyn mocy osiągalnej netto jednostki i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności.”;</p> <p>- w pkt 8 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 9 – 11 w brzmieniu:</p> <p>„9) oświadczenie o planowanym spełnieniu limitu emisji przez jednostkę rynku mocy w roku dostaw, którego dotyczy dana certyfikacja albo, w przypadku, o którym mowa w art. 15 ust. 7, oświadczenie o niespełnieniu tego limitu;</p> <p>10) oświadczenie o rozpoczęciu produkcji komercyjnej przed dniem 4 lipca 2019 r. przez wszystkie jednostki wytwórcze wchodzące w skład jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy albo o rozpoczęciu produkcji komercyjnej przez co najmniej jedną jednostkę wytwórczą wchodzącą w skład jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy w tej dacie albo później;</p> <p>11) oświadczenie, że wobec dostawcy mocy nie zachodzą okoliczności, o których mowa w art. 2 pkt 18 lit. a, b, c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu.”;</p> <p>b) w ust. 2 w pkt 2 w lit. b, na końcu, po przecinku dodaje się wyraz „oraz” i dodaje się lit. ba w brzmieniu:</p>
--	--	--	--

			<p>„ba) planowane spełnienie limitu emisji przez nową jednostkę rynku mocy wytwórczą w każdym roku dostaw,”</p> <p>c) w ust. 3 w pkt 4 w lit. b, na końcu, po przecinku dodaje się wyraz „oraz” i dodaje się lit. ba w brzmieniu: „ba) planowane spełnienie limitu emisji przez modernizowaną jednostkę rynku mocy wytwórczą w każdym roku dostaw,”;</p> <p>10) w art. 20 w ust. 4: a) w pkt 2 lit. b otrzymuje brzmienie: „b) w przypadku gdy w skład jednostki rynku mocy wchodzi co najmniej jedna jednostka wytwórcza: – parametry techniczne wszystkich jednostek wytwórczych wchodzących w skład jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania będących częścią danej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania oraz planowane spełnienie przez nie wymagań emisyjnych, zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) lub odpowiednio z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania, oraz – planowane spełnienie limitu emisji przez wszystkie jednostki wytwórcze wchodzące w skład jednostek fizycznych tworzących daną jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania w każdym roku dostaw.”</p> <p>b) dodaje się pkt 3 w brzmieniu: „3) informację o okresie, na jaki dostawca mocy zamierza zawrzeć umowę mocową, z uwzględnieniem art. 25 ust. 4 pkt 2 - 4.”;</p> <p>11) po art. 23 dodaje się art. 23a w brzmieniu: „Art. 23a. 1. W przypadku jednostek rynku mocy, które zawarły umowę mocową w wyniku aukcji głównej na więcej niż 1 okres dostaw, certyfikat wydany na podstawie art. 23 pkt 1 upoważnia do udziału w rynku wtórnym we wszystkich okresach dostaw na które została zawarta ta umowa mocowa.</p>
--	--	--	---

			<p>2. W przypadku skrócenia czasu trwania umowy mocowej do jednego roku, na podstawie art. 46 ust. 2 lub 3, certyfikat wydany na podstawie art. 23 pkt 1 upoważnia do udziału w rynku wtórnym w roku dostaw wynikającym ze skrócenia czasu trwania tej umowy mocowej oraz w następnym roku dostaw.</p> <p>3. Na potrzeby udziału w rynku wtórnym, na podstawie certyfikatu, o którym mowa w art. 23 pkt 1, dla danej jednostki rynku mocy stosuje się, w całym okresie obowiązywania certyfikatu, korekcyjny współczynnik dyspozycyjności, który został określony dla pierwszego okresu dostaw objętego tym certyfikatem.</p> <p>4. W przypadku jednostki rynku mocy, dla której w toku aukcji mocy nie została zawarta umowa mocowa lub została zawarta umowa mocowa na nie więcej niż 1 okres dostaw, certyfikat wydany na podstawie art. 23 pkt 1 upoważnia do udziału w rynku wtórnym wyłącznie w roku dostaw, w odniesieniu do którego prowadzona była dana aukcja mocy, z uwzględnieniem art. 24 ust. 2.”;</p> <p>12) w art. 25 w ust. 5 pkt 1 otrzymuje brzmienie:</p> <p>„1) spełni jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla na poziomie mniejszym lub równym 450 kg na 1 MWh wytwarzanej energii elektrycznej albo, w przypadku jednostek kogeneracji, energii elektrycznej i ciepła, i”;</p> <p>25) w art. 49 dodaje się ust. 3 w brzmieniu:</p> <p>„3. Transakcja, o której mowa w art. 48 ust. 1 pkt 1, wpisana do rejestru po rozpoczęciu okresu, którego dotyczy – jest skuteczna w odniesieniu do tego okresu.”;</p> <p>26) po art. 49 dodaje się art. 49a – 49c w brzmieniu:</p> <p>„Art. 49a. Przepisu art. 48 ust. 2 pkt 2 lit. f nie stosuje się w odniesieniu do:</p> <p>1) obowiązku mocowego, który powstał nie później niż w dniu 31 grudnia 2019 r. w wyniku aukcji mocy, również w przypadku gdy ten obowiązek mocowy został przeniesiony, w całości lub w części, na inną jednostkę rynku mocy w wyniku transakcji na rynku wtórnym, niezależnie od liczby transakcji, którym podlegał;</p> <p>2) jednostki rynku mocy, która uzyskała certyfikat na dany okres dostaw w certyfikacji do aukcji mocy przeprowadzonej przed aukcją główną na rok dostaw 2025, jeżeli przed zgłoszeniem do rejestru transakcji w zakresie obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym dostawca mocy złożył poprzez rejestr oświadczenie o planowanym spełnieniu limitu emisji w danym roku dostaw.</p> <p>Art. 49b. W przypadku jednostki rynku mocy, która rozliczyła w danym okresie zagrożenia niewykonanie obowiązku mocowego poprzez realokację wielkości wykonania obowiązku mocowego przez inną jednostkę rynku mocy, ewentualna nadwyżka wykonania skorygowanego obowiązku mocowego powstała w wyniku realokacji nie stanowi podstawy do wypłaty premii, o której mowa w art. 66 ust 1.</p>
--	--	--	--

			<p>Art. 49c. Do umów, których przedmiotem jest obrót wtórny obowiązkiem mocowym lub realokacja wielkości wykonania obowiązku mocowego, o których mowa w art. 48 ust. 1, przepisów ustawy z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2019 r. poz. 2019, z późn. zm.5)) nie stosuje się.”;</p> <p>23) po art. 47 dodaje się art. 47a i art. 47b w brzmieniu:</p> <p>„Art. 47a. 1. W przypadku umowy mocowej zawartej na więcej niż 1 okres dostaw w odniesieniu do nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej, dla której uległa zmianie moc osiągalna netto jednostki fizycznej wytwórczej tworzącej tę jednostkę rynku mocy, a zmiana ta nie była większa niż 5% mocy określonej w certyfikacji do aukcji głównej, w wyniku której dana jednostka rynku mocy zawarła tę umowę mocową, dostawca mocy może wystąpić do operatora z wnioskiem o dokonanie zmiany tej mocy.</p> <p>2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, zawiera uzasadnienie zmiany i może zostać złożony przez dostawcę mocy jednokrotnie, nie później niż z chwilą przedstawienia informacji, o których mowa w art. 52 ust. 2.</p> <p>3. Na podstawie wniosku, o którym mowa w ust. 1, w terminie 14 dni od dnia otrzymania tego wniosku, operator dokonuje zmiany iloczynu mocy osiągalnej netto i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności ujętego w certyfikacie oraz, w przypadku zmniejszenia mocy osiągalnej netto, proporcjonalnego zmniejszenia wielkości obowiązku mocowego określonego w umowie mocowej, przez wpis zaktualizowanych danych w rejestrze. Zmniejszenie wielkości obowiązku mocowego skutkuje odpowiednio zmniejszeniem wysokości wynagrodzenia należnego dostawcy mocy za wykonywanie obowiązku mocowego zgodnie z zawartą umową mocową oraz zatrzymaniem przez operatora odpowiedniej części zabezpieczenia finansowego, o którym mowa w art. 50 ust. 1.</p> <p>4. W przypadku dokonania zmian, o których mowa w ust. 3, spełnienie obowiązków, o których mowa w art. 52, odnosi się do zmienionej mocy osiągalnej netto.</p> <p>5. W przypadku dokonania zmian, o których mowa w ust. 3, w ramach niezależnej ekspertyzy, o której mowa w art. 52 ust. 2 pkt 3, dostawca mocy przedstawia operatorowi dodatkowo potwierdzenie dotyczące wielkości zmienionej mocy osiągalnej netto.</p> <p>Art. 47b. 1. W przypadku umowy mocowej, zawartej na więcej niż 1 okres dostaw, w odniesieniu do nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, która w okresie dostaw nie będzie spełniała limitu emisji, dostawca mocy może złożyć do operatora oświadczenie o jej wypowiedzeniu.</p> <p>2. Od chwili złożenia oświadczenia, o którym mowa w ust. 1, realizacja postanowień umowy mocowej, o których mowa w art. 42 ust. 1 pkt 4 lit. c, zostaje zawieszona.</p> <p>3. Umowa mocowa, w odniesieniu do której złożono oświadczenie, o którym mowa w ust. 1, zwana dalej „umową wypowiedzaną”, ulega rozwiązaniu z chwilą wskazania operatorowi przez dostawcę mocy:</p> <p>1) umowy mocowej spełniającej wymagania określone w ust. 4 pkt 1 oraz ust. 5 i 6, zawartej w toku aukcji mocy przeprowadzonej po złożeniu oświadczenia, o którym mowa w ust. 1, i nie później niż 12 miesięcy przed rozpoczęciem pierwszego okresu dostaw umowy wypowiedzanej, oraz</p> <p>2) umowy mocowej spełniającej wymagania określone w ust. 4 pkt 2 i ust. 6, zawartej w toku aukcji mocy przeprowadzonej po złożeniu oświadczenia, o którym mowa w ust. 1, i przed rozpoczęciem pierwszego okresu dostaw umowy wypowiedzanej.</p> <p>4. Wielkość obowiązku mocowego objętego umową, o której mowa w ust. 3:</p> <p>1) pkt 1 – nie może być mniejsza niż 80% obowiązku mocowego objętego umową wypowiedzaną;</p>
--	--	--	---

			<p>2) pkt 2 – nie może być mniejsza od różnicy 110% obowiązku mocowego objętego umową wypowiedaną i obowiązku mocowego objętego umową, o której mowa w ust. 3 pkt 1.</p> <p>5. Umowa mocowa, o której mowa w ust. 3 pkt 1, dotyczy wyłącznie nowej jednostki rynku mocy wytwórczej składającej się z jednostki fizycznej wytwórczej zlokalizowanej w tym samym powiecie co jednostka fizyczna objęta umową wypowiedaną.</p> <p>6. Umowa mocowa, o której mowa w ust. 3 pkt 1 i 2:</p> <p>1) dotyczy nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, która w okresie dostaw będzie spełniała limit emisji, oraz</p> <p>2) obejmuje co najmniej taką samą liczbę okresów dostaw co umowa wypowiedana, oraz</p> <p>3) jest zawarta przez dostawcę mocy będącego stroną umowy wypowiedanej albo przez podmiot należący do grupy kapitałowej, w rozumieniu art. 4 pkt 14 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. z 2021 r. poz. 275), do której należy ten dostawca mocy, z uwzględnieniem ust. 7.</p> <p>7. W przypadku, gdy nie jest możliwe określenie przedsiębiorcy sprawującego kontrolę, w rozumieniu art. 4 pkt 4 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów, nad dostawcą mocy będącym spółką kapitałową, umowa, o której mowa w ust. 3 pkt 1 lub 2, może być zawarta przez podmiot wchodzący w skład grupy kapitałowej, do której należy podmiot posiadający co najmniej 50% udziałów lub akcji w kapitale zakładowym dostawcy mocy.</p> <p>8. W przypadku rozwiązania umowy mocowej, zgodnie z ust. 3, operator:</p> <p>1) zwalnia zabezpieczenie finansowe, o którym mowa w art. 50 ust. 1;</p> <p>2) umarza kary, o których mowa w art. 47 ust. 2, jeżeli stały się należne w odniesieniu do tej umowy.</p> <p>9. W odniesieniu do umów, o których mowa w ust. 3, przepisów art. 47a nie stosuje się.</p> <p>10. W przypadku niewskazania operatorowi przez dostawcę mocy umów, o których mowa w ust. 3, w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia pierwszego okresu dostaw określonego w umowie wypowiedanej, oświadczenie, o którym mowa w ust. 1, nie wywołuje skutków prawnych.”;</p> <p>28) w art. 52:</p> <p>a) ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Dostawca mocy, który w wyniku aukcji głównej zawarł umowę mocową dotyczącą nowej albo modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej, w terminie 24 miesięcy od dnia ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji mocy, przedstawia operatorowi dokumenty potwierdzające:</p> <p>1) poniesienie nakładów finansowych w wysokości co najmniej 10% wymaganych nakładów finansowych, obliczonych jako iloczyn mocy osiągalnej netto danej jednostki rynku mocy i jednostkowego poziomu nakładów finansowych określonego dla danej aukcji głównej, o którym mowa odpowiednio w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a albo b;</p> <p>2) zawarcie umów związanych z inwestycją o łącznej wartości wynoszącej co najmniej 20% wymaganych nakładów finansowych, obliczonych jako iloczyn mocy osiągalnej netto danej jednostki rynku mocy i jednostkowego poziomu nakładów finansowych określonego dla danej aukcji głównej, o którym mowa odpowiednio w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a albo b.”;</p> <p>b) w ust. 2: - po pkt 2 dodaje się pkt 2a w brzmieniu: „2a) w przypadku nowej jednostki rynku mocy wytwórczej – wykaz punktów pomiarowych przyporządkowanych jednostce fizycznej tworzącej daną jednostkę rynku mocy;”;</p> <p>- w pkt 3 w lit. b na końcu po przecinku dodaje się wyraz „oraz” i dodaje się lit. ba w brzmieniu:</p>
--	--	--	--

			<p>„ba) spełnienie limitu emisji, o którym mowa odpowiednio w art. 19 ust. 2 pkt 2 lit. ba i w ust. 3 pkt 4 lit. ba lub w art. 20 ust. 4 pkt 2 lit. b tiret drugie.”,</p> <p>- pkt 4 otrzymuje brzmienie:</p> <p>4) wielkość pomocy publicznej, o której mowa w art. 62 ust. 1, udzielonej, do dnia przedstawienia tej informacji.”</p> <p>c) dodaje się ust. 4 w brzmieniu:</p> <p>„4. Operator potwierdza spełnienie przez dostawcę mocy wymagań, o których mowa w ust. 1 i 2 poprzez wpis do rejestru.”;</p> <p>30) po art. 53 dodaje się art. 53a w brzmieniu:</p> <p>„Art. 53a. Jednostka redukcji zapotrzebowania planowana wchodząca w skład jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, nie może zostać zastąpiona jedną lub większą liczbą jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania, jeżeli spowoduje to, że jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania, w skład której wchodzi te jednostki, w okresie dostaw, nie będzie spełniała limitu emisji.”;</p> <p>40) po art. 67 dodaje się art. 67a w brzmieniu:</p> <p>„Art. 67a. 1. Nie później niż w terminie 90 dni kalendarzowych od zakończenia każdego roku dostaw, dostawca mocy, w odniesieniu do każdej jednostki rynku mocy certyfikowanej na zakończony rok dostaw, innej niż jednostka rynku mocy składająca się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego, składa do operatora oświadczenie o:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) spełnieniu limitu emisji przez daną jednostkę rynku mocy w danym roku dostaw albo 2) niespełnieniu limitu emisji przez daną jednostkę rynku mocy w danym roku dostaw. <p>2. Oświadczenie, o którym mowa w ust. 1 pkt 1 albo 2, jest składane przez dostawcę mocy będącego osobą fizyczną albo przez osoby reprezentujące dostawcę mocy lub działające w jego imieniu, pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń. Składający oświadczenie zawiera w nim klauzulę o następującej treści: „Jestem świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.</p> <p>3. Do oświadczenia, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, dostawca mocy, w odniesieniu do jednostki rynku mocy obejmującej co najmniej jedną jednostkę wytwórczą, w której wykorzystywane jest więcej niż jedno paliwo, termicznie przekształcane są odpady lub wychwytywany i przenoszony jest dwutlenek węgla, załącza potwierdzenie zgodności ze stanem faktycznym informacji zawartych w tym oświadczeniu wystawione przez podmiot akredytowany w zakresie, o którym mowa w pkt 1a lub 1b załącznika 1 do rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2018/2067 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie weryfikacji danych oraz akredytacji weryfikatorów na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 334 z 31.12.2018, str. 94, z późn. zm.6)).</p> <p>4. Dostawca mocy, w odniesieniu do jednostki rynku mocy innej niż wskazana w ust. 3, może załączyć do oświadczenia, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, potwierdzenie zgodności ze stanem faktycznym informacji zawartych w tym oświadczeniu wystawione przez podmiot akredytowany w zakresie, o którym mowa w pkt 1a lub 1b załącznika 1 do rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2018/2067 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie weryfikacji danych oraz akredytacji weryfikatorów na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady.</p>
--	--	--	--

			<p>5. Niezłożenie oświadczenia, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, w terminie określonym w ust. 1, lub złożenie oświadczenia niezgodnie z wymaganiami określonymi w regulaminie rynku mocy, jest równoznaczne ze złożeniem oświadczenia, o którym mowa w ust. 1 pkt 2.</p> <p>6. Operator może wezwać dostawcę mocy do przedstawienia wyjaśnień dotyczących złożonych oświadczeń, o których mowa w ust. 1, w trybie i terminie określonych w regulaminie rynku mocy.</p> <p>7. W ramach wezwania, o którym mowa w ust. 6, operator może wezwać dostawcę mocy do załączenia potwierdzenia, o którym mowa w ust. 3 lub 4.</p> <p>8. W przypadku złożenia oświadczenia, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, dostawca mocy, w odniesieniu do danej jednostki rynku mocy:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) zwraca wypłaconą premię należną za rok dostaw, którego dotyczyło oświadczenie – jeżeli premia została wypłacona; 2) nie otrzymuje premii za rok dostaw, którego dotyczyło oświadczenie – jeżeli premia nie została wypłacona; 3) zwraca wypłacone wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego w roku dostaw, którego dotyczyło oświadczenie – w zakresie wynagrodzenia, które zostało wypłacone; 4) nie otrzymuje wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego w roku dostaw, którego dotyczyło oświadczenie – w zakresie wynagrodzenia, które nie zostało wypłacone. <p>9. Przepisów ust. 8 pkt 3 i 4 nie stosuje się w odniesieniu do wynagrodzenia należnego za wykonywanie obowiązku mocowego, który powstał nie później niż w dniu 31 grudnia 2019 r. w wyniku aukcji mocy, również w przypadku gdy ten obowiązek mocowy, w całości lub w części, został przeniesiony na inną jednostkę rynku mocy w wyniku transakcji na rynku wtórnym, niezależnie od liczby transakcji, którym podlegał.</p> <p>10. Środki finansowe pozyskane w związku z zastosowaniem przepisów, o których mowa w ust. 8 pkt 1 i 2, przeznacza się na powiększenie puli premii, która będzie wypłacona za kolejny rok dostaw.”;</p> <p>Art. 7. 1. Do certyfikacji do aukcji dodatkowych na okresy dostaw przypadające na lata 2023 – 2024 oraz pierwszy i drugi kwartał 2025 r., w odniesieniu do jednostek rynku mocy, w skład których wchodzi wyłącznie jednostki wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., przepisów art. 15 ust. 6 i 7 ustawy zmienianej w art. 1 nie stosuje się.</p> <p>2. Do jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej wchodzącej w skład jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, objętej umową mocową zawartą nie później niż w dniu 31 grudnia 2019 r., przepisu art. 53a ustawy zmienianej w art. 1 nie stosuje się.</p> <p>3. Do jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej wchodzącej w skład jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, objętej umową mocową zawartą w toku aukcji dodatkowych na okresy dostaw przypadające na lata 2022 – 2024 oraz pierwszy i drugi kwartał roku 2025, zastępowanej jednostkami fizycznymi, w skład których wchodzi wyłącznie jednostki wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., przepisu art. 53a ustawy zmienianej w art. 1 nie stosuje się.</p> <p>4. Na potrzeby umów mocowych zawartych nie później niż w dniu 31 grudnia 2019 r. w wyniku aukcji głównych, przepisu art. 52 ust. 2 pkt 3 lit. ba ustawy zmienianej w art. 1 nie stosuje się.</p>
--	--	--	--

			<p>Art. 8. W odniesieniu do jednostek rynku mocy, w skład których wchodzi wyłącznie jednostki wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., przepisy art. 67a ustawy zmienianej w art. 1 stosuje się od roku dostaw 2025, przy czym w odniesieniu do roku dostaw 2025 zwrot lub brak wypłaty wynagrodzenia, o których mowa w art. 67a ust. 8 pkt 3 i 4 tej ustawy, dotyczy wyłącznie wynagrodzenia należnego za wykonywanie obowiązku mocowego w okresie od dnia 1 lipca 2025 r. do dnia 31 grudnia 2025 r.</p> <p>Art. 9. 1. W przypadku zawarcia umowy mocowej, obejmującej okres od dnia 1 lipca 2025 r. do dnia 31 grudnia 2025 r., w toku aukcji głównej na rok dostaw 2025 w odniesieniu do jednostki rynku mocy, dla której we wniosku o certyfikację nie zadeklarowano spełnienia w tym roku dostaw limitu emisji w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 17b ustawy zmienianej w art. 1, zwanego dalej „limitem emisji”, w odniesieniu do wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego, którym dana jednostka została objęta w toku aukcji głównej na rok dostaw 2025, przepisów art. 67a ust. 8 pkt 3 i 4 ustawy zmienianej w art. 1 nie stosuje się, w przypadku gdy dana jednostka rynku mocy w roku 2025 spełni pozostałe wymagania wynikające z art. 22 ust. 4 lit. b rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54).</p> <p>2. W przypadku zastąpienia jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej, dotyczącego roku dostaw 2025, przepis ust. 1 stosuje się odpowiednio.</p> <p>3. W odniesieniu do jednostek rynku mocy, w skład których wchodzi jednostki wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., jak i jednostki wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną nie wcześniej niż w tym dniu, limit emisji, w odniesieniu do okresów dostaw przypadających do dnia 30 czerwca 2025 r., uważa się za spełniony, jeżeli żadna z jednostek wytwórczych, które rozpoczęły produkcję komercyjną nie wcześniej niż w dniu 4 lipca 2019 r., wchodzących w skład takiej jednostki rynku mocy, nie przekroczyła limitu emisji w danym roku dostaw.</p> <p>Art. 10. Do wyznaczania wielkości, o których mowa w art. 3a ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, w odniesieniu do okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2021 r., stosuje się przepisy rozporządzenia Komisji (UE) nr 601/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) (Dz. Urz. UE L 181 z 12.07.2012, str. 30, z późn. zm.7)).</p> <p>Art. 11. 1. Przepis art. 48 ust. 2 pkt 2 lit. f ustawy zmienianej w art. 1, stosuje się do obowiązków mocowych obejmujących okres przypadający po dniu 30 czerwca 2025 r.</p> <p>2. W odniesieniu do jednostki rynku mocy, o której mowa w art. 7 ust. 1, przepisu art. 48 ust. 2 pkt 2 lit. f ustawy zmienianej w art. 1, nie stosuje się.</p>
Art. 25	<p>Artykuł 25 Norma niezawodności</p> <p>1.Przy stosowaniu mechanizmów zdolności wytwórczych państwa członkowskie kierują się ustaloną normą niezawodności. Norma niezawodności w przejrzysty sposób wskazuje niezbędny poziom bezpieczeństwa dostaw energii danego państwa członkowskiego. W przypadku transgranicznych obszarów rynkowych takie normy niezawodności są ustanawiane wspólnie przez odpowiednie organy.</p> <p>2.Normę niezawodności określa państwo członkowskie lub właściwy organ wyznaczony przez państwo członkowskie, na podstawie wniosku organu</p>	Art. 1 pkt 4, 14-16, 41, art. 13	<p>4) w art. 7 ust. 1 otrzymuje brzmienie:</p> <p>„1. Operator opracowuje informację o prognozowanych maksymalnych wolumenach obowiązków mocowych dla poszczególnych stref określonych w art. 6 ust. 6 na podstawie średnioterminowej oceny wystarczalności wytwarzania opracowywanej cyklicznie zgodnie rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w</p>

	<p>regulacyjnego. Norma niezawodności oparta jest o metodę, o której mowa w art. 23 ust. 6.</p> <p>3. Normę niezawodności oblicza się z wykorzystaniem co najmniej wartości niedostarczonej energii oraz kosztu kapitałowego nowej jednostki dla danego przedziału czasowego i wyraża się ją jako „oczekiwaną ilość niedostarczonej energii” oraz „oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej”.</p> <p>4. Przy stosowaniu mechanizmów zdolności wytwórczych parametry decydujące o ilości zdolności nabywanych w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych zatwierdza państwo członkowskie lub właściwy organ wyznaczony przez państwo członkowskie na podstawie wniosku organów regulacyjnych.</p>		<p>sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943”.”;</p> <p>14) po art. 33 dodaje się art. 33a w brzmieniu: „Art. 33a. 1. W terminie 60 dni od dnia otrzymania, zgodnie z art. 14 ust. 2, proponowanych wartości parametrów, o których mowa w art. 31 pkt 1, 2, 4 i 5 i art. 32 ust. 1 pkt 2-7 oraz ust. 3, Prezes URE przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii propozycję parametru, o którym mowa w art. 31 pkt 1, w odniesieniu do najbliższej aukcji głównej oraz najbliższych aukcji dodatkowych.</p> <p>2. Prezes URE, przygotowując propozycję, o której mowa w ust. 1, może przyjąć propozycje przekazane przez operatora zgodnie z art. 14 ust. 2 lub zaproponować inne wielkości.”;</p> <p>15) w art. 34 ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Minister właściwy do spraw energii wydaje rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, po otrzymaniu propozycji, o której mowa w art. 33a ust. 1, i nie później niż 18 tygodni przed rozpoczęciem każdej aukcji głównej.”;</p> <p>16) po art. 40 dodaje się art. 40a i art. 40b w brzmieniu: „Art. 40a. 1. Prezes URE oblicza i ogłasza w Biuletynie Informacji Publicznej na swojej stronie podmiotowej:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) wartość niedostarczonej energii elektrycznej; 2) koszt nowej jednostki. <p>2. Wielkości, o których mowa w ust. 1, są obliczane raz na 5 lat w oparciu o metodę, o której mowa odpowiednio w art. 23 ust. 6 lit. a lub b rozporządzenia 2019/943.</p> <p>3. Wielkości, o których mowa w ust. 1, mogą być obliczane częściej niż w terminie określonym w ust. 2, jeżeli Prezes URE stwierdza znaczącą zmianę tych wielkości. W takim przypadku Prezes URE ogłasza wielkości, o których mowa w ust. 1, wraz z uzasadnieniem zmiany.</p> <p style="padding-left: 40px;">Art. 40b. Prezes URE, w terminie 14 dni od dnia ogłoszenia wielkości, o których mowa w art. 40a ust. 1 pkt 1 lub 2, informuje ministra właściwego do spraw energii o ich ogłoszeniu, przedstawiając dane wykorzystywane do obliczenia kosztu nowej jednostki.”;</p> <p>41) w art. 68 dodaje się ust. 3 w brzmieniu: „3. Standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, o którym mowa w ust. 2 pkt 1, stanowi normę niezawodności, o której mowa w art. 25 ust. 2 rozporządzenia 2019/943.”;</p>
--	--	--	--

				<p>Art. 13. 1. Operator w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 27 ustawy zmienianej w art. 1, przedłoży Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia projekt zmiany regulaminu rynku mocy, o którym mowa w art. 83 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie 45 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.</p> <p>2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1, termin zatwierdzenia zmiany regulaminu rynku mocy wynosi 30 dni.</p>
Art. 26	<p>Transgraniczny udział w mechanizmach zdolności wytwórczych</p> <p>1. Mechanizmy zdolności wytwórczych inne niż rezerwy strategiczne oraz w przypadku gdy jest to technicznie wykonalne, rezerwy strategiczne, muszą być otwarte dla bezpośredniego transgranicznego udziału dostawców zdolności wytwórczych znajdujących się w innym państwie członkowskim, z zastrzeżeniem warunków określonych w niniejszym artykule.</p> <p>2. Państwa członkowskie zapewniają, aby zagraniczne zdolności wytwórcze, które są w stanie zapewnić równorzędne parametry techniczne w porównaniu z krajowymi zdolnościami wytwórczymi, miały możliwość udziału w tym samym procesie konkurencyjnym co krajowe zdolności wytwórcze. W przypadku mechanizmów zdolności wytwórczych będących w eksploatacji w dniu 4 lipca 2019 r. państwa członkowskie mogą zezwolić na bezpośredni udział połączeń wzajemnych w tym samym procesie konkurencyjnym jako zagraniczne zdolności wytwórcze przez okres maksymalnie czterech lat od dnia 4 lipca 2019 r. lub dwóch lat po zatwierdzeniu metod, o których mowa w ust. 11, w zależności od tego, który z tych terminów przypada wcześniej. Państwa członkowskie mogą wymagać, aby zagraniczna zdolność wytwórcza znajdowała się w państwie członkowskim, którego sieć posiada bezpośrednie połączenie z państwem członkowskim stosującym mechanizm.</p> <p>3. Państwa członkowskie nie mogą uniemożliwiać zdolnościom wytwórczym, które znajdują się na ich terytorium, udziału w mechanizmach zdolności wytwórczych innych państw członkowskich. 14.6.2019 L 158/89 Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej</p> <p>4. Transgraniczny udział w mechanizmach zdolności wytwórczych nie może zmieniać ani modyfikować grafików międzystrefowych lub fizycznych przepływów między państwami członkowskimi, ani w inny sposób wpływać na te grafiki lub przepływy. O tych grafikach i przepływach decyduje wyłącznie wynik procesu alokacji zdolności przesyłowych zgodnie z art. 16.</p> <p>5. Dostawcom zdolności wytwórczych zapewnia się możliwość udziału w więcej niż jednym mechanizmie zdolności wytwórczych. W</p>	T	<p>Art. 1 pkt 24, 37, 49 lit. c</p> <p>24) w art. 48 w ust. 2: a) w pkt 1 lit. b otrzymuje brzmienie: „b) jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w systemie albo jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w tej samej strefie, o której mowa w art. 6 ust. 6, z tym że zastrzeżenie, że obowiązek mocowy jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych zagranicznych może być przeniesiony także na jednostkę rynku mocy składającą się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w systemie;” b) w pkt 2 w lit. e średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. f i g w brzmieniu: „f) w zakresie obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym – jednostek rynku mocy, dla których we wniosku o certyfikację nie złożono oświadczenia o planowanym spełnieniu limitu emisji, z uwzględnieniem art. 49a, g) w zakresie obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym – jednostek rynku mocy objętych okresem rezygnacji, o którym mowa w art. 24a ust. 3 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej;” c) w pkt 3 lit. a i b otrzymują brzmienie: „a) ust. 1 pkt 1 – najpóźniej 24 godziny przed rozpoczęciem okresu, którego dotyczą, b) ust. 1 pkt 2 – po udostępnieniu przez operatora danych pomiarowo-rozliczeniowych dotyczących danego okresu zagrożenia, ale nie później niż w 5. dniu roboczym po ich udostępnieniu;” 37) w art. 64 pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) jednostki fizycznej zagranicznej – wypłaca się po przedstawieniu przez operatora systemu przesyłowego, właściwego ze względu na lokalizację tej jednostki, danych pomiarowo-rozliczeniowych za dany okres lub innych informacji pozwalających na dokonanie rozliczeń lub po pozyskaniu przez operatora danych niezbędnych do dokonania rozliczeń;” c) ust. 7 otrzymuje brzmienie: „7. Nadwyżkę finansową wynikającą z różnicy ceny zamknięcia aukcji oraz ceny dla jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych w jednej strefie operator wykorzystuje w sposób określony w art. 19 ust. 2 i 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz na pokrycie kosztów operatora systemu przesyłowego bezpośrednio połączonego z systemem, z którym została zawarta umowa, o której mowa w art. 6 ust. 4.”</p>	

<p>przypadku gdy dostawcy zdolności wytwórczych uczestniczą w więcej niż jednym mechanizmie zdolności wytwórczych dla tego samego okresu dostaw, ich udział jest ograniczony do oczekiwanej dostępności połączenia wzajemnego oraz prawdopodobnego zbieżnego wystąpienia przeciążenia systemu między systemem, w którym stosowany jest mechanizm, a systemem, w którym znajdują się zagraniczne zdolności wytwórcze, zgodnie z metodą, o której mowa w ust. 11 lit. a).</p> <p>6. Dostawcy zdolności wytwórczych zobowiązani są do uiszczania opłat z tytułu niedostępności gdy ich zdolności wytwórcze są niedostępne. W przypadku gdy dostawcy zdolności wytwórczych uczestniczą w więcej niż jednym mechanizmie zdolności wytwórczych dla tego samego okresu dostaw, zobowiązani są do uiszczania opłat z tytułu niedostępności w przypadku gdy nie są w stanie spełnić wielu zobowiązań.</p> <p>7. Dla celów sporządzenia zalecenia dla operatorów systemów przesyłowych regionalne centra koordynacyjne ustanowione zgodnie z art. 35 wyliczają co roku maksymalne wejściowe zdolności wytwórcze dostępne na potrzeby udziału zagranicznych zdolności wytwórczych. W wyliczeniach tych uwzględnia się oczekiwaną dostępność połączenia wzajemnego oraz prawdopodobne zbieżne wystąpienie przeciążenia systemu w systemie, w którym stosowany jest mechanizm oraz systemie, w którym znajdują się zagraniczne zdolności wytwórcze. Wyliczenia takie wymagane są dla każdej granicy obszaru rynkowego. Operatorzy systemów przesyłowych ustalają co roku maksymalne wejściowe zdolności wytwórcze dostępne na potrzeby udziału zagranicznych zdolności wytwórczych w oparciu o zalecenie regionalnego centrum koordynacyjnego.</p> <p>8. Państwa członkowskie zapewniają, aby wejściowe zdolności wytwórcze, o których mowa w ust. 7, przydzielano kwalifikującym się dostawcom zdolności wytwórczych w przejrzysty i niedyskryminujący sposób oparty na zasadach rynkowych.</p> <p>9. W przypadku gdy mechanizmy zdolności wytwórczych zezwalają na transgraniczny udział w dwóch sąsiadujących państwach członkowskich, wszelkie przychody powstałe w wyniku alokacji, o której mowa w ust. 8, stanowią korzyść danych operatorów systemów przesyłowych i są między nich dzielone zgodnie z metodą, o której mowa w ust. 11 lit. b) niniejszego artykułu, lub zgodnie ze wspólną metodą zatwierdzoną przez oba odpowiednie organy regulacyjne.</p>			
---	--	--	--

<p>Jeżeli sąsiadujące państwo członkowskie nie stosuje mechanizmu zdolności wytwórczych lub stosuje mechanizm zdolności wytwórczych, który nie jest otwarty na transgraniczny udział, udział w przychodach zatwierdza właściwy organ krajowy państwa członkowskiego, w którym mechanizm zdolności wytwórczych jest wdrożony, po zasięgnięciu opinii organów regulacyjnych sąsiadujących państw członkowskich. Operatorzy systemów przesyłowych wykorzystują takie przychody do celów określonych w art. 19 ust. 2.</p> <p>10. Operator systemu przesyłowego, w którym znajdują się zagraniczne zdolności wytwórcze: a) ustala, czy zainteresowani dostawcy zdolności wytwórczych są w stanie zapewnić parametry techniczne wymagane przez mechanizm zdolności wytwórczych, w którym dany dostawca zdolności wytwórczych zamierza uczestniczyć, oraz dokonuje rejestracji tego dostawcy zdolności wytwórczych w ustanowionym w tym celu rejestrze, jako kwalifikującego się dostawcy zdolności wytwórczych; b) przeprowadza kontrole dostępności; c) przekazuje operatorowi systemu przesyłowego w państwie członkowskim stosującym mechanizm zdolności wytwórczych informacje otrzymane na podstawie lit. a) i b) niniejszego akapitu oraz akapitu drugiego. Właściwy dostawca zdolności wytwórczych bezzwłocznie powiadamia operatora systemu przesyłowego o swoim udziale w zagranicznym mechanizmie zdolności wytwórczych.</p> <p>11. Do dnia 5 lipca 2020 r. ENTSO energii elektrycznej przedkłada ACER: a) metodę wyliczania maksymalnych wejściowych zdolności wytwórczych na potrzeby transgranicznego udziału, o których mowa w ust. 7; 14.6.2019 L 158/90 Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej PL b) metodę podziału przychodów, o których mowa w ust. 9; c) wspólne zasady przeprowadzania kontroli dostępności, o których mowa w ust. 10 lit. b); d) wspólne zasady określania, kiedy płatność z tytułu niedostępności jest wymagalna; e) warunki prowadzenia rejestru, o których mowa w ust. 10 lit. a); f) wspólne zasady identyfikowania zdolności wytwórczych kwalifikujących się do udziału w mechanizmie zdolności wytwórczych, o których mowa w ust. 10 lit. a). Przedłożona propozycja jest przedmiotem uprzednich konsultacji z ACER i podlega zatwierdzeniu przez ACER zgodnie z procedurą określoną w art. 27.</p> <p>12. Odpowiednie organy regulacyjne weryfikują, czy zdolności wytwórcze wyliczono zgodnie z metodą, o której mowa w ust. 11 lit. a).</p>			
--	--	--	--

	<p>13.Organy regulacyjne zapewniają, aby transgraniczny udział w mechanizmach zdolności wytwórczych był zorganizowany w skuteczny i niedyskryminujący sposób. Przewidują one w szczególności odpowiednie rozwiązania administracyjne pozwalające egzekwować płatności z tytułu niedostępności w wymiarze transgranicznym.</p> <p>14.Zdolności wytwórcze przydzielone zgodnie z ust. 8, są zbywalne między kwalifikującymi się dostawcami zdolności wytwórczych. Kwalifikujący się dostawcy zdolności wytwórczych zgłaszają każde takie zbycie do rejestru, o którym mowa w ust. 10 lit. a).</p> <p>15.Do dnia 5 lipca 2021 r. ENTSO energii elektrycznej ustanawia oraz prowadzi rejestr, o którym mowa w ust. 10 lit. a). Rejestr musi być otwarty dla wszystkich kwalifikujących się dostawców zdolności wytwórczych, systemów wdrażających mechanizmy zdolności wytwórczych oraz ich operatorów systemów przesyłowych.</p>			
--	---	--	--	--

2. ODWRÓCONA TABELA ZGODNOŚCI		
Jedn. red.	Treść przepisu projektu krajowego	Uzasadnienie wprowadzenia przepisu
Cała ustawa	Cała ustawa	<p>Ustawa może być uznana za nadregulację. Zgodnie z art. 21 ust. 1 rozporządzenia 2019/943, „aby wyeliminować pozostałe problemy z wystarczalnością zasobów, państwa członkowskie mogą w ostateczności wprowadzić mechanizmy zdolności wytwórczych, wdrażając jednocześnie środki, o których mowa w art. 20 ust. 3 niniejszego rozporządzenia, zgodnie z art. 107, 108 i 109 TFUE”.</p> <p>Wprowadzenie rynku mocy (z zastrzeżeniem jego zgodności z prawem UE, w tym przepisami dotyczącymi pomocy publicznej), jest zatem decyzją państwa członkowskiego podejmowaną po dokonaniu stosownej oceny i przeprowadzeniu konsultacji z innymi państwami członkowskimi oraz Komisją Europejską, o której mówi art. 21 ust. 2-5 rozporządzenia 2019/943.</p> <p>Należy w konsekwencji przyjąć, że wprowadzenie rynku mocy, jak i każda istotna zmiana w regulujących je przepisach (taka, jak proponowana w projektowanej ustawie), jest decyzją państwa członkowskiego i wynika z jego oceny sytuacji na rynku.</p>
Art. 1 pkt 1, 2, 5, 6, 13, 19, 21, 22, 27, 42, 43, 48-50, 51-55, art. 2-5	<p>„17a) jednostka wytwórcza – jednostkę wytwórczą, o której mowa w art. 3 pkt 43 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, lub inny wyodrębniony zespół urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej;</p> <p>„25) okres dostaw – rok kalendarzowy albo kwartał, dla którego jest przeprowadzana aukcja dodatkowa;”</p> <p>b) po pkt 29 dodaje się pkt 29a w brzmieniu:</p>	Doprecyzowanie dotychczasowych przepisów

„29a) rozpoczęcie komercyjnej produkcji – dzień rozpoczęcia pracy jednostki wytwórczej, zgodnie z jej przeznaczeniem, po osiągnięciu stanu, w którym praca tej jednostki jest dopuszczalna pod względem prawnym i technicznym;”;

2) w art. 3 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Certyfikację ogólną rozpoczyna się nie później niż w 2. tygodniu każdego roku, a kończy nie później niż w 11. tygodniu tego roku.”;4)

5) w art. 9:

a) w ust. 2 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) cenę w złotych za 1 kW;”;

b) ust. 9 otrzymuje brzmienie:

„9. Operator publikuje wyniki aukcji wstępnej w terminie 5 dni roboczych od dnia zakończenia aukcji mocy, której dotyczyła dana aukcja wstępna.”;

6) w art. 10 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Operator, w terminie 14 dni od zawarcia lub zmiany umowy, o której mowa w art. 6 ust. 3 albo 4, przekazuje Prezesowi URE i ministrowi właściwemu do spraw energii informację o jej zawarciu lub zmianie.”;

13) w art. 29 po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:

„3a. W toku aukcji głównej, o której mowa w ust. 3, dostawca mocy może oferować obowiązek mocy na okresy dostaw przypadające po roku, na który przeprowadzana jest ta aukcja, zgodnie z wydanym certyfikatem.”;

19) w art. 44 po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:

„2a. Zarządca rozliczeń rynku mocy, o którym mowa w art. 61 ust. 2, staje się stroną umowy mocowej z mocy prawa, z chwilą jej zawarcia.”;

21) w art. 46 w ust. 2 skreśla się wyrazy „w terminie do końca pierwszego roku okresu dostaw,”;

22) w art. 47 dodaje się ust. 4 w brzmieniu

„4. W przypadku rozwiązania umowy mocowej dotyczącej nowej jednostki rynku mocy wytwórczej przed spełnieniem wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2, przepis ust. 1 pkt 1 i 2 stosuje się odpowiednio. W przypadku, o którym

mowa w zdaniu pierwszym, dostawca mocy płaci karę odpowiadającą sumie kar, o których mowa w ust. 2, które nie stały się należne do dnia rozwiązania umowy mocowej, a które zostałyby naliczone do końca trzeciego roku dostaw albo do końca okresu na jaki została zawarta umowa mocowa, jeżeli została ona zawarta na mniej niż trzy lata dostaw.”;

27) w art. 50 ust. 3 i 4 otrzymują brzmienie:

„3. Po zakończeniu aukcji wstępnej operator zwraca uczestnikowi aukcji wstępnej zabezpieczenia finansowe:

- 1) wniesione w odniesieniu do ofert, które nie zostały przyjęte;
- 2) w zakresie nadwyżki między maksymalną wielkością mocy w ofertach danego uczestnika aukcji wstępnej, wynikającą z wniesionego zabezpieczenia, a wielkością mocy w złożonych przez niego ofertach.

4. Po wydaniu certyfikatu dla jednostki rynku mocy składającej się z jednej lub większej liczby jednostek fizycznych zagranicznych operator zwalnia zabezpieczenie finansowe wniesione przed aukcją wstępną w wysokości równej iloczynowi stawki zabezpieczenia oraz wielkości obowiązków mocowych, które dostawca mocy oferuje w danej aukcji mocy w odniesieniu do tej jednostki rynku mocy. Pozostała część zabezpieczenia finansowego operator zatrzymuje.”;

42) w art. 69 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Operator pobiera opłatę na wypłatę wynagrodzenia za wykonywanie obowiązków mocowych, odpowiadającą kosztom zakupionego obowiązku mocowego oraz uzasadnionym kosztom, o których mowa w art. 77 ust. 4 i 9, zwaną dalej „opłatą mocową”.”;

43) art. 70 otrzymuje brzmienie:

„Art. 70. Stawkę opłaty mocowej dla odbiorców końcowych ustala się jako stawkę stosowaną do wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci w wybranych godzinach doby, wyrażoną w złotych za kWh energii elektrycznej.”;

48) art. 76 otrzymuje brzmienie:

„Art. 76. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy sposób pobierania opłaty mocowej, w tym:

- 1) terminy i sposób przekazywania operatorowi środków z tytułu opłaty mocowej,
- 2) zakres i termin przekazywania operatorowi i płatnikowi opłaty mocowej informacji, w tym informacji o sumie należnych opłat mocowych,
- 3) okresy rozliczeniowe pomiędzy odpowiednio operatorem, płatnikami opłaty mocowej i innymi podmiotami zobowiązanymi do wnoszenia opłaty mocowej,
- 4) sposób wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców końcowych, o których mowa w art. 70 i art. 89a ust. 1 pkt 1,
- 5) zakres i termin przekazywania Prezesowi URE informacji niezbędnych do kalkulacji stawek opłaty mocowej
- biorąc pod uwagę zapewnienie sprawnego pozyskiwania środków z opłaty mocowej oraz zachęcanie odbiorców do racjonalnego wykorzystywania mocy elektrycznej w ciągu doby.”;
- 49) w art. 77:
 - a) w ust. 1 po wyrazach „o którym mowa w art. 67 ust. 4,” dodaje się wyrazy „środki pozyskane na podstawie art. 67a ust. 8,”
 - b) w ust. 2 po wyrazach „na wyodrębniony rachunek bankowy” dodaje się wyrazy „prowadzony dla zarządcy rozliczeń”
 - c) ust. 7 otrzymuje brzmienie:
„7. Nadwyżkę finansową wynikającą z różnicy ceny zamknięcia aukcji oraz ceny dla jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych w jednej strefie operator wykorzystuje w sposób określony w art. 19 ust. 2 i 3 rozporządzenia 2019/943 oraz na pokrycie kosztów operatora systemu przesyłowego bezpośrednio połączonego z systemem, z którym została zawarta umowa, o której mowa w art. 6 ust. 4.”
 - d) dodaje się ust. 9 w brzmieniu:

„9. Uzasadnione koszty związane z wykonaniem testowego okresu zagrożenia pokrywane przez operatora zgodnie z art. 67 ust. 5, a także odsetki wypłacane dostawcom mocy i uczestnikom aukcji wstępnej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 51, są pokrywane ze środków z opłaty mocowej.”;

50) w art. 78 ust. 1 i 2 otrzymują brzmienie:

„1. Środki uzyskane z opłaty mocowej, w tym wynagrodzenie zarządcy rozliczeń, o którym mowa w art. 77 ust. 4, oraz odsetki od środków pochodzących z opłaty mocowej, zgromadzonych na rachunku opłaty mocowej, nie stanowią przychodu zarządcy rozliczeń w rozumieniu ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych.

2. Środki przekazane przez zarządcę rozliczeń dostawcy mocy na podstawie ustawy oraz wydatki i koszty zarządcy rozliczeń finansowane ze środków opłaty mocowej nie stanowią u zarządcy rozliczeń kosztów uzyskania przychodu w rozumieniu ustawy wymienionej w ust. 1.”;

51) po art. 78 dodaje się art. 78a w brzmieniu:

„Art. 78a. Na potrzeby przygotowania sprawozdania o udzielonej pomocy publicznej innej niż pomoc publiczna w rolnictwie lub rybołówstwie, o którym mowa w art. 32 ust. 1 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej, przyjmuje się, że dniem udzielenia dostawcom mocy pomocy publicznej jest dzień przekazania pisemnej dyspozycji, o której mowa w art. 61 ust. 3.”;

52) w art. 79 po pkt 6 dodaje się przecinek i dodaje się pkt 7 w brzmieniu:

„7) odmowy uwzględnienia wniosku, o którym mowa w art. 70b ust. 2”;

53) w art. 83 w pkt 11 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 12 – 16 w brzmieniu:

„12) tryb składania i rozpatrywania wniosków, o których mowa w art. 47a;

13) sposób i tryb składania oraz weryfikacji oświadczeń, o których mowa w art. 67a;

14) procedurę aktualizacji harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji;

15) sposób i tryb naliczania i wypłaty wynagrodzenia w przypadku naliczania kar zgodnie z art. 47 ust. 2, po przedstawieniu informacji, o których mowa w art. 52 ust. 2;

16) sposób i tryb uwzględniania poleceń operatora, o których mowa w art. 58 ust. 4a.”;

54) w art. 84 dodaje się ust. 7 w brzmieniu:
 „7. W przypadku zmiany regulaminu rynku mocy, przepisy ust. 1 – 6 stosuje się odpowiednio.”;

55) w art. 85:

a) w ust. 1:
 - uchyla się pkt 4,
 - w pkt 5 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 6 w brzmieniu:
 „6) składając oświadczenie, o którym mowa w art. 67a ust. 1, przekazuje dane nieprawdziwe lub niepełne.”;

b) w ust. 3 w pkt 2 po wyrazach „w art. 75 ust. 6” kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się wyrazy „lub w art. 89d.”;

Art. 2. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, 868 i ...) w art. 7 po ust. 8e dodaje się ust. 8e1 w brzmieniu:
 „8e1. Sporządzając ekspertyzę, o której mowa w ust. 8e, dla podmiotów ubiegających się o przyłączenie:

1) urzędzeń, instalacji lub sieci innych niż morskie farmy wiatrowe w tej ekspertyzie przyjmuje się, że w odniesieniu do mocy przyłączeniowej niezbędnej do zapewnienia możliwości wytwarzania energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych odpowiadającej mocy, o której mowa w:

a) art. 14 ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, lub jeżeli zostały wydane decyzje na podstawie art. 18 ust. 1 tej ustawy - równej sumie mocy określonych w tych decyzjach, oraz

b) art. 29 ust. 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych

	<p>- zostały wydane warunki przyłączenia;</p> <p>2) morskich farm wiatrowych, które złożyły oświadczenie, o którym mowa w art. 48 ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, w tej ekspertyzie przyjmuje się, że w odniesieniu do, zawartej w ogłoszeniu o aukcji, maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, o której mowa w art. 30 ust. 2 pkt 4 tej ustawy, powiększonej o 500 MW, zostały wydane warunki przyłączenia, także w przypadku gdy wniosek o wydanie warunków przyłączenia został złożony przed tym ogłoszeniem.”.</p> <p>Art. 3. W ustawie z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312) wprowadza się następujące zmiany:</p> <p>1) w art. 3a ust. 1 otrzymuje brzmienie:</p> <p>„1. Oświadczenia woli składane w związku z dokonywaniem czynności w zakresie obrotu towarami giełdowymi oraz prawami lub obowiązkami, o których mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234, ... i ...), mogą być składane w postaci elektronicznej.”;</p> <p>2) w art. 5:</p> <p>a) po ust. 2j dodaje się ust. 2k w brzmieniu:</p> <p>„2k. Spółka, o której mowa w ust. 1, może również organizować rynek transakcji na rynku wtórnym, o których mowa w art. 48 ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.”,</p> <p>b) po ust. 3b dodaje się ust. 3c w brzmieniu:</p> <p>„3c. Spółka, o której mowa w ust. 1, może również dokonywać rozliczeń transakcji, o których mowa w ust. 2k, oraz dokonywać zgłoszeń tych transakcji do podmiotu prowadzącego właściwy rejestr lub system, a także przysyłać informacje o tych transakcjach do innych podmiotów, jeżeli taki obowiązek spoczywa na stronie transakcji zgodnie z przepisami prawa.”;</p> <p>3) w art. 9 dodaje się ust. 11 w brzmieniu:</p>	
--	---	--

„11. Podmioty, o których mowa w ust. 3 pkt 1 i 2, mogą być uczestnikami rynku, o którym mowa w art. 5 ust. 2k, w zakresie prowadzenia działalności brokerskiej polegającej na zawieraniu transakcji, o których mowa w art. 48 ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, w imieniu własnym na rachunek dającego zlecenie.”;

4) w art. 14:

a) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Giełdowa izba rozrachunkowa nie może prowadzić działalności innej niż określona w ust. 2 i 2b – 2e, z zastrzeżeniem ust. 3a.”;

b) po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:

„3a. Spółka prowadząca giełdową izbę rozrachunkową może także dokonywać obsługi finansowej, wykonywać zadania określone w art. 15 ust. 5 i 6 oraz dokonywać zgłoszeń transakcji na rynku wtórnym, o których mowa w art. 48 ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.”.

Art. 4. W ustawie z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (Dz. U. z 2021 r. poz. 328, 355 i 680) w art. 68a po ust. 14a dodaje się ust. 14b w brzmieniu:

„14b. Spółka akcyjna, o której mowa w ust. 14, może prowadzić działalność w zakresie określonym w art. 14 ust. 3a ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.”.

Art. 5. W ustawie z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 1874) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 20 ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Środki przekazane przez Zarządcę Rozliczeń S.A. na rzecz wytwórcy oraz wydatki i koszty finansowane ze środków, o których mowa w ust. 5, nie stanowią u Zarządcy Rozliczeń S.A. kosztów uzyskania przychodu w rozumieniu ustawy, o której mowa w ust. 2.”;

2) w art. 54 w ust. 1 pkt 3 otrzymuje brzmienie:

	„3) depozytach bankowych i dłużnych papierach wartościowych emitowanych, poręczanych lub gwarantowanych przez banki w walucie polskiej”.	
Art. 1 pkt 1 w zw. z art. 16	17b) limit emisji – emisja wynosząca nie więcej niż 550 g dwutlenku węgla pochodzącego z paliw kopalnych na kWh wytworzonej energii elektrycznej;”, Oraz pozostałe przepisy, które korzystają z definicji „limitu emisji”	Przepisy przedmiotowego projektu ustawy zostały przygotowane w oparciu o założenie, że równolegle prowadzone są prace nad stworzeniem dedykowanego mechanizmu, który zapewni utrzymanie istniejących mocy wytwórczych niespełniających limitu emisji do czasu ich zastąpienia przez nowe jednostki wytwórcze, które zostaną sfinansowane w ramach rynku mocy mechanizmu dedykowanego jednostkom niespełniającym limitu 550 kg CO ₂ na MWh. Mając to na uwadze oraz fakt, że jednostki niespełniające limitu emisji pracujące w reżimie pozwalającym na nieprzekroczenie średniorocznego limitu emisji wynoszącego 350 kg CO ₂ na kW mocy zainstalowanej nie wspierają wystarczalności generacji w systemie elektroenergetycznym w sposób porównywalny do nowych źródeł wytwórczych pracujących bez limitu godzin, podjęto decyzję o wykluczeniu możliwości konkurowania jednostek o ograniczonym czasie pracy (limit 350 kg CO ₂ na kW) z jednostkami nowobudowanymi. Przyjęcie przeciwnych założeń mogłoby powodować zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw ze względu na faktyczne wycofywanie jednostek niespełniających limitu emisji z rynku energii (przejście do pracy z limitem 350 kg CO ₂ na kW) przy jednoczesnym „wypychaniu” z rynku mocy nowych źródeł wytwórczych.
Art. 1 pkt 20, pkt 51	20) po art. 44 dodaje się art. 44a w brzmieniu: „Art. 44a. W trakcie trwania okresu rezygnacji, o którym mowa w art. 24a ust. 3 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 743), w odniesieniu do danej jednostki rynku mocy przyjmuje się, że jej obowiązek mocy wynosi zero.”; „Art. 78b. Jeżeli Sąd lub Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej stwierdzi nieważność decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w art. 60 ust. 1 z rynkiem wewnętrznym w przypadku, o którym mowa w art. 24a ust. 9 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej, środki pozostałe na rachunku, o którym mowa w art. 24a ust. 5 tej ustawy, przekazywane są na rachunek opłaty mocy.”;	Doprecyzowanie konsekwencji stwierdzenia nieważności decyzji pomocowej dla rynku mocy.
Art. 1 pkt 44- 47, 52, 56, 57, art. 13, 14, 15	44) po art. 70 dodaje się art. 70a i art. 70b w brzmieniu: „Art. 70a. 1. Na potrzeby obliczenia wysokości opłaty mocy należnej od odbiorców końcowych, w zależności od wielkości różnicy średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w okresie kwalifikacji, i średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach innych niż godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w dni robocze od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, w okresie kwalifikacji, wyróżnia się następujące grupy odbiorców: 1) odbiorca końcowy K1 – w przypadku, gdy wielkość różnicy wynosi mniej niż 5%;	Wprowadzenie nowego systemu rozliczania odbiorców w związku z wycofaniem postępowania notyfikacyjnego SA.51502 (2018/N). W celu umożliwienia odbiorcom obniżenia kosztów dla odbiorców wpływających w najmniejszym stopniu na koszt rynku mocy wprowadzono podział na grupy K1-K2 w zależności od zużycia energii elektrycznej w godzinach szczytowych i pozaszczytowych. Odbiorcy o prawie stałym zużyciu godzinowym wpływają najmniej na koszt rynku mocy, a wraz ze wzrostem zużycia w godzinach szczytowych koszt rynku mocy rośnie. Odzwierciedlono to w systemie współczynników obniżających stawki opłat w godzinach szczytowego zapotrzebowanie. W celu lepszego odzwierciedlenia zużycia danego odbiorcy wprowadzono rozwiązania pozwalające na łączenie punktów poboru energii.

2) odbiorca końcowy K2 – w przypadku, gdy wielkość różnicy wynosi nie mniej niż 5% i mniej niż 10%;

3) odbiorca końcowy K3 – w przypadku, gdy wielkość różnicy wynosi nie mniej niż 10% i mniej niż 15%;

4) odbiorca końcowy K4 – w przypadku, gdy wielkość różnicy wynosi nie mniej niż 15% albo gdy wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej w godzinach innych niż godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w dni robocze od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, w okresie kwalifikacji, wynosi 0,000 MWh.

2. Różnicę średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w okresie kwalifikacji, i średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach innych niż godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w dni robocze od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, w okresie kwalifikacji, oblicza się zgodnie z wzorem:

$$\Delta s = \frac{I_n - N Z S_n N_m}{m} = M Z P S_m M - 1 \cdot 100\%$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Δs – różnicę średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w okresie kwalifikacji, i średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach innych niż godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w dni robocze od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, w okresie kwalifikacji,

n – godzinę przypadającą na godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w okresie kwalifikacji,

N – liczbę godzin przypadającą na godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w okresie kwalifikacji,

m – godzinę przypadającą w godzinach innych niż godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w dni robocze od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, w okresie kwalifikacji,

M – liczbę godzin przypadających w godzinach innych niż godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, w dni robocze od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, w okresie kwalifikacji,

ZSn – wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez odbiorcę końcowego w godzinie n, wyrażony w MWh, z dokładnością do trzech miejsc po przecinku,

ZPSm – wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez odbiorcę końcowego w godzinie m, wyrażony w MWh, z dokładnością do trzech miejsc po przecinku.

3. Za okres kwalifikacji, o którym mowa w ust. 1 i 2, uznaje się 24 godziny od godziny 0.00 do godziny 23.59.

4. Wysokość opłaty mocowej pobieranej od odbiorców końcowych oblicza się zgodnie z wzorem:

$$W_{\{OM\}} = A \cdot Z_K \cdot S_{\{OM\}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

WOM – wysokość opłaty mocowej pobieranej od odbiorców końcowych, wyrażoną w zł, z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku,

A – współczynnik, o którym mowa w ust. 5,

ZK – ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej, w okresie kwalifikacji, przez odbiorcę końcowego w godzinach przypadających na godziny, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, wyrażony w MWh, z dokładnością do trzech miejsc po przecinku,

SOM – stawkę opłaty mocowej, o której mowa w art. 74 ust. 11.

5. Współczynnik A wynosi:

- 1) 0,17 dla odbiorców końcowych K1 (AK1);
- 2) 0,50 dla odbiorców końcowych K2 (AK2);
- 3) 0,83 dla odbiorców końcowych K3 (AK3);
- 4) 1 dla odbiorców końcowych K4.

Art. 70b. 1. Podział odbiorców końcowych na grupy, o których mowa w art. 70a ust. 1, dokonywany jest odrębnie dla:

- 1) każdego punktu pomiarowego danego odbiorcy końcowego albo
 - 2) każdego niebędącego punktem pomiarowym miejsca w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia ilości energii elektrycznej, w odniesieniu do której naliczana jest opłata mocowa na podstawie art. 69 ust. 5, z uwzględnieniem ust. 2.
2. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej, na wniosek odbiorcy końcowego, dokonuje połączenia punktów, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2.
3. W przypadku połączenia punktów zgodnie z ust. 2, kwalifikacji do grup, o których mowa w art. 70a ust. 1, dokonuje się na podstawie sumy poboru energii elektrycznej we wszystkich połączonych punktach.
4. Wniosek, o którym mowa w ust. 2, może dotyczyć wyłącznie punktów, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2:
- 1) połączonych ze sobą z wykorzystaniem sieci lub instalacji danego odbiorcy końcowego, bez wykorzystania sieci innych przedsiębiorstw energetycznych, oraz
 - 2) w sieci danego przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej, do którego urządzeń, instalacji lub sieci odbiorca końcowy jest bezpośrednio przyłączony.
5. W przypadku punktów pomiarowych w sieci dystrybucyjnej objętych umową kompleksową, o której mowa w art. 5 ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, wniosek, o którym mowa w ust. 2, może dotyczyć wyłącznie punktów pomiarowych wskazanych w umowie kompleksowej zawartej z jednym sprzedawcą energii elektrycznej.
6. W przypadku zlokalizowania punktów, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2, jednego odbiorcy końcowego w sieciach więcej niż jednego przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej, do którego urządzeń, instalacji

lub sieci odbiorca końcowy jest bezpośrednio przyłączony, odbiorca końcowy może złożyć wniosek, o którym mowa w ust. 2, do każdego z przedsiębiorstw.

7. Wniosek, o którym mowa w ust. 2, zawiera:

- 1) nazwę i adres odbiorcy końcowego;
- 2) numer w rejestrze przedsiębiorców w Krajowym Rejestrze Sądowym, numer identyfikacji podatkowej (NIP) lub numer PESEL - w przypadku odbiorcy końcowego będącego osobą fizyczną;
- 3) wykaz punktów, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2, połączonych ze sobą z wykorzystaniem sieci lub instalacji odbiorcy końcowego, bez wykorzystania sieci innych przedsiębiorstw energetycznych.

8. Do wniosku, o którym mowa w ust. 2, dołącza się oświadczenie

o spełnieniu warunku, o którym mowa w ust. 4 pkt 1 i 2, o następującej treści:
„Oświadczam, że znane mi są i spełniam warunki określone w art. 70b ust. 4 pkt 1 i 2 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.”.

9. Wniosek, o którym mowa w ust. 2, może być złożony w formie pisemnej lub drogą elektroniczną za pomocą systemu teleinformatycznego, w którym uwierzytelnienie użytkownika nastąpiło przy użyciu profilu zaufanego, profilu osobistego lub innego środka identyfikacji elektronicznej wydanego w systemie identyfikacji elektronicznej przyłączonym do węzła krajowego identyfikacji elektronicznej, o którym mowa w art. 21a ust. 1 pkt 2 lit. a ustawy z dnia 5 września 2016 r. o usługach zaufania oraz identyfikacji elektronicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 1173 i 2320), adekwatnie do poziomu bezpieczeństwa środka identyfikacji elektronicznej wymaganego dla usług świadczonych w tym systemie, danych weryfikowanych za pomocą kwalifikowanego certyfikatu podpisu elektronicznego, jeżeli te dane pozwalają na identyfikację i uwierzytelnienie wymagane w celu realizacji usługi online, albo innych technologii, jeżeli zostaną udostępnione w tym systemie.

10. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej rozpatruje

wniosek, o którym mowa w ust. 2, w terminie 30 dni od dnia otrzymania prawidłowo sporządzonego wniosku.

11. W przypadku gdy wniosek, o którym mowa w ust. 2, zawiera błędne informacje lub nie zawiera wszystkich informacji, o których mowa w ust. 7, lub oświadczenia, o którym mowa w ust. 8, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej niezwłocznie wzywa odbiorcę końcowego do uzupełnienia wniosku w terminie 14 dni od dnia doręczenia wezwania. Przepis ust. 9 stosuje się odpowiednio.

12. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej może odmówić połączenia punktów, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2, w przypadku gdy wniosek, o którym mowa w ust. 2, nie został uzupełniony w terminie, o którym mowa w ust. 11.

13. Połączenia punktów, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2, o którym mowa w ust. 2, dokonuje się z dniem następującym po dniu doręczenia kompletnego wniosku. Punkty, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2, połączone zgodnie z ust. 2, wyszczególnia się odpowiednio w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, o której mowa w art. 5 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, umowie kompleksowej, o której mowa w art. 5 ust. 3 tej ustawy, lub, wyłącznie w przypadku punktów, o których mowa w ust. 1 pkt 2, umowie sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w art. 5 ust. 1 tej ustawy.”;

45) uchyla się art. 71 – 73;

46) w art. 74:

a) w ust. 4 w pkt 2 wyrazy „, , o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 2” zastępuje się wyrazami „końcowych, przy czym dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r. – wyłącznie na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2”;

b) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Prezes URE może ustalić różne stawki opłaty mocowej na poszczególne kwartały roku dostaw dla odbiorców końcowych, uwzględniając sezonową zmienność zapotrzebowania na moc w systemie, przy czym dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r. stawki takie mogą zostać ustalone wyłącznie dla odbiorców, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2.”,

c) uchyla się ust. 6-9,

d) ust. 10 i 11 otrzymują brzmienie:

„10. Koszt rynku mocy dla odbiorców końcowych jest równy kosztowi całkowitemu rynku mocy, o którym mowa w ust. 1.

11. Stawki opłaty mocowej dla odbiorców końcowych Prezes URE kalkuluje, uwzględniając koszt rynku mocy dla odbiorców końcowych oraz ilości energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez tych odbiorców w wybranych godzinach doby, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, z uwzględnieniem art. 70a i art. 89a, zgodnie z wzorem:

$$S_{\{OM\}} = \frac{K_{\{P\}} \{A_{\{K1\}} \bullet Z_{\{K1\}} + A_{\{K2\}} \bullet Z_{\{K2\}} + A_{\{K3\}} \bullet Z_{\{K3\}} + Z_{\{K4\}}\}}{\bullet Z_{\{K3\}} + Z_{\{K4\}}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

SOM - stawki opłaty mocowej dla odbiorców końcowych,

KP – koszt rynku mocy dla odbiorców końcowych, odpowiednio dla roku lub kwartału,

AK1 – współczynnik, o którym mowa w art. 70a ust. 5, dla odbiorców końcowych K1,

ZK1 – ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez odbiorców końcowych K1 w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2,

AK2 – współczynnik, o którym mowa w art. 70a ust. 5, dla odbiorców końcowych K2,

ZK2 – ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez odbiorców końcowych K2 w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2,

AK3 – współczynnik, o którym mowa w art. 70a ust. 5, dla odbiorców końcowych K3,

ZK3 – ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez odbiorców końcowych K3 w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2,
ZK4 – ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez odbiorców końcowych K4 w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2.”,

e) dodaje się ust. 12 w brzmieniu:
„12. Ilości energii elektrycznej, o których mowa w ust. 11 i w art. 89b ust. 2, pobranej z sieci i zużytej przez odbiorców końcowych K1 – K4, w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2, wyznacza się na podstawie danych dotyczących roku poprzedzającego rok ustalania stawek opłaty mocy przy uwzględnieniu zasad podziału odbiorców końcowych na grupy K1 – K4, które będą obowiązywały w roku, dla którego wyznaczane są stawki opłaty mocy.”;

47) w art. 75:
a) w ust. 6:
- uchyla się pkt 1,
- pkt 2 otrzymuje brzmienie:
„2) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci przez odbiorców końcowych, w wybranych godzinach doby, z uwzględnieniem podziału na grupy odbiorców końcowych K1 – K4, o których mowa w art. 70a ust. 1,”

b) dodaje się ust. 8 w brzmieniu:
„8. Operator i płatnik opłaty mocy przedstawiają Prezesowi URE informacje o ilościach energii elektrycznej, o których mowa w art. 74 ust. 12, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 76.”;52) po dziale VI dodaje się dział VIa „Przepisy epizodyczne” w brzmieniu:
56) po dziale VI dodaje się dział VIa „Przepisy epizodyczne” w brzmieniu:
„Art. 89a. 1. Dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r. stawki opłaty mocy ustala się odrębnie w odniesieniu do odbiorców końcowych:
1) rozliczanych w sposób ryczałtowy – jako stawkę miesięczną, zależną od rocznego zużycia energii elektrycznej, płatną za punkt poboru energii elektrycznej rozumiany jako punkt w sieci elektroenergetycznej, w którym mierzony lub wyznaczany jest pobór energii elektrycznej, określony w umowie o świadczenie

usług dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej, lub w umowie kompleksowej;

2) innych niż określonych w pkt 1 - jako stawkę stosowaną do wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci w wybranych godzinach doby, wyrażoną w złotych za kWh energii elektrycznej.

2. Za odbiorców rozliczanych w sposób ryczałtowy, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uznaje się odbiorców końcowych:

1) pobierających energię elektryczną w punktach poboru energii o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zużywających energię elektryczną na potrzeby:

- a) gospodarstw domowych,
- b) pomieszczeń gospodarczych związanych z prowadzeniem gospodarstw domowych, o ile nie jest w nich wykonywana działalność gospodarcza,
- c) lokali o charakterze zbiorowego mieszkania, o ile nie jest w nich wykonywana działalność gospodarcza,
- d) mieszkań rotacyjnych, mieszkań pracowników placówek dyplomatycznych i pracowników zagranicznych przedstawicielstw,
- e) domów letniskowych, domów kempingowych i altan w ogródkach działkowych, w których nie jest wykonywana działalność gospodarcza, oraz w przypadkach wspólnego pomiaru - administracji ogródków działkowych,
- f) oświetlenia w budynkach mieszkalnych,
- g) zasilania dźwigów w budynkach mieszkalnych,
- h) węzłów cieplnych i hydroforni, będących w zarządzie administracji domów mieszkalnych,
- i) garaży, w których nie jest wykonywana działalność gospodarcza;

2) zaliczonych przez przedsiębiorstwo energetyczne do odrębnej grupy taryfowej utworzonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 46 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne dla odbiorców przyłączonych do sieci, niezależnie od poziomu napięcia znamionowego sieci, których instalacje, za zgodą tego przedsiębiorstwa, nie są wyposażone w układy

pomiarowo-rozliczeniowe, celem zasilania, w szczególności silników syren alarmowych, stacji ochrony katodowej gazociągów oraz oświetlania reklam, a także w przypadku krótkotrwałego poboru energii elektrycznej trwającego nie dłużej niż rok;

3) innych niż wymienieni w pkt 1 i 2, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV i o mocy umownej nie większej niż 16 kW.

3. Na potrzeby przypisania odbiorcy końcowego, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, do właściwej wysokości stawki opłaty mocowej, zgodnie z art. 89b ust. 3, kwalifikacja odbywa się na podstawie ilości energii elektrycznej zużytej przez tego odbiorcę w okresie jednego roku kończącego się z dniem ostatniego dokonanego odczytu. W przypadku odbiorcy, który zużywał energię elektryczną w okresie krótszym niż jeden rok, odbiorcę kwalifikuje się do danego przedziału zużycia, przyjmując całkowitą ilość zużytej energii do dnia dokonania ostatniego odczytu.

4. Opłatę mocową należną od przedsiębiorstwa wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej oblicza się jako:

1) sumę iloczynów stawki opłaty mocowej dla poszczególnych przedziałów rocznego zużycia energii elektrycznej oraz liczby odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 1 pkt 1;

2) sumę iloczynów stawki opłaty mocowej dla danej grupy odbiorców oraz ilości energii elektrycznej pobranej z sieci w wybranych godzinach doby przez odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 1 pkt 2.

Art. 89b. 1 Dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r. Prezes URE oblicza, na podstawie danych z roku poprzedzającego rok ustalania stawek opłaty mocowej, koszt rynku mocy dla grupy odbiorców, o której mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, zgodnie z wzorem:

$$K_{GD} = \frac{Z_{GD}}{Z_{K-R}} \cdot K_C$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

KGD - koszt rynku mocy dla grupy odbiorców, o której mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1,

ZGD - roczne zużycie energii elektrycznej w systemie przez odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1,

ZK - roczne zużycie energii elektrycznej w systemie przez odbiorców końcowych,

R - wolumen energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 2,

KC - całkowity koszt rynku mocy w danym roku dostaw.

2. Wolumen energii elektrycznej wynikający z podziału odbiorców końcowych, o którym mowa w art. 70a ust. 1, w danym roku lub w danym kwartale dostaw, o którym mowa w art. 74 ust. 5, oblicza się zgodnie z wzorem:

$$R = \left(1 - A_{K1}\right) \bullet Z_{K1} + \left(1 - A_{K2}\right) \bullet Z_{K2} + \left(1 - A_{K3}\right) \bullet Z_{K3}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

AK1 – współczynnik, o którym mowa w art. 70a ust. 5, dla odbiorców końcowych K1,

ZK1 – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci i zużyta przez odbiorców końcowych K1 w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2,

AK2 – współczynnik, o którym mowa w art. 70a ust. 5, dla odbiorców końcowych K2,

ZK2 – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci i zużyta przez odbiorców końcowych K2 w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2,

AK3 – współczynnik, o którym mowa w art. 70a ust. 5, dla odbiorców końcowych K3,

ZK3 – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci i zużyta przez odbiorców końcowych K3 w godzinach, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2.

3. Stawki opłaty mocowej dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, Prezes URE kalkuluje odrębnie w odniesieniu do odbiorców końcowych, zużywających rocznie:

- 1) poniżej 500 kWh energii elektrycznej;
- 2) od 500 kWh do 1200 kWh energii elektrycznej;

3) powyżej 1200 kWh do 2800 kWh energii elektrycznej;

4) powyżej 2800 kWh energii elektrycznej.

4. W celu wyznaczenia odrębnych stawek opłaty mocowej dla odbiorców, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, Prezes URE wyznacza stawkę bazową, zgodnie z wzorem:

$$S = \frac{K_{GD}}{0,25 \cdot a + 0,6 \cdot b + c + 1,4 \cdot d}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

S – stawkę bazową,

KGD – koszt rynku mocy dla grupy odbiorców końcowych, o której mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1,

a – liczbę odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, zużywających rocznie poniżej 500 kWh energii elektrycznej,

b – liczbę odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, zużywających rocznie od 500 kWh do 1200 kWh energii elektrycznej,

c – liczbę odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, zużywających rocznie powyżej 1200 kWh do 2800 kWh energii elektrycznej,

d – liczbę odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, zużywających rocznie powyżej 2800 kWh energii elektrycznej.

5. Stawki opłaty mocowej dla poszczególnych grup odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 3, wynoszą:

1) 0,25 x S/12 na miesiąc - w odniesieniu do odbiorców, o których mowa w ust. 3 pkt 1;

2) 0,6 x S/12 na miesiąc - w odniesieniu do odbiorców, o których mowa w ust. 3 pkt 2;

3) 1 x S/12 na miesiąc - w odniesieniu do odbiorców, o których mowa w ust. 3 pkt 3;

4) 1,4 x S/12 na miesiąc - w odniesieniu do odbiorców, o których mowa w ust. 3 pkt 4.

Art. 89c. 1. Dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r., koszt rynku mocy, o którym mowa w art. 74 ust. 10, dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2, Prezes URE oblicza zgodnie z wzorem:

$$KP = KC - KGD$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

KP - koszt rynku mocy dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2,

KC - całkowity koszt rynku mocy w danym roku dostaw,

KGD - koszt rynku mocy dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1.

Art. 89d. Dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r. operator i płatnik opłaty mocowej sporządzają i przedstawiają Prezesowi URE pisemne informacje za każdy kwartał pobierania opłaty mocowej, zawierające dane dotyczące liczby punktów poboru energii elektrycznej, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1, wraz z odpowiadającymi im przedziałami rocznego zużycia energii elektrycznej w terminie miesiąca następującego po upływie kwartału, za który jest sporządzana informacja.

Art. 89e. 1. Za okres kwalifikacji, o którym mowa w art. 70a ust. 3, przyjmuje się:

- 1) w latach 2021 – 2022 – miesiąc kalendarzowy;
- 2) w latach 2023 – 2024 – dekadę.

2. Za dekadę, o której mowa w ust. 1 pkt 2, uznaje się 10 kolejnych dni kalendarzowych.

3. W przypadku miesięcy kalendarzowych, które liczą 31 dni, ostatnia dekada w miesiącu wynosi 11 kolejnych dni kalendarzowych.

4. W przypadku miesiąca kalendarzowego, który liczy 28 lub 29 dni, ostatnia dekada w takim miesiącu wynosi odpowiednio 8 lub 9 kolejnych dni kalendarzowych.

Art. 89f. W zakresie nieuregulowanym w niniejszym dziale, dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r., do opłaty mocowej należnej od

	<p>odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2, stosuje się odpowiednio przepisy działu III rozdziału 3.”;</p> <p>57) w art. 104 uchyla się pkt 2.</p> <p>Art. 14. Przepisy art. 70a i art. 70b ustawy zmienianej w art. 1 stosuje się od pierwszego dnia miesiąca następującego po dniu wejścia w życie niniejszej ustawy, z tym że do odbiorcy końcowego w zakresie punktów, o których mowa w art. 70b ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy zmienianej w art. 1, w sieci:</p> <p>1) średnich napięć, obejmujących napięcia wyższe niż 1 kV i niższe niż 110 kV – przepisy te stosuje się od dnia 1 stycznia 2022 r.;</p> <p>2) niskich napięć, obejmujących napięcia nie wyższe niż 1 kV, w zakresie odbiorców:</p> <p>a) końcowych o mocy umownej większej niż 16 kW, z wyłączeniem odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1 – przepisy te stosuje się od dnia 1 stycznia 2025 r.,</p> <p>b) innych odbiorców końcowych niż wskazani w lit. a – przepisy te stosuje się od dnia 1 stycznia 2028 r.</p> <p>Art. 15. Minister właściwy do spraw energii, nie później niż w 2026 r., dokona oceny stopnia przygotowania infrastruktury pomiarowo-rozliczeniowej do terminów określonych w art. 14 oraz w art. 89b ustawy zmienianej w art. 1, w odniesieniu do odbiorcy końcowego w zakresie punktów, o których mowa w art. 70b ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy zmienianej w art. 1.</p>	
Art. 17	<p>Art. 17. 1. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wynikających z niniejszej ustawy wynosi w roku:</p> <p>1) 2021 r. – 0 zł;</p> <p>2) 2022 r. – 800 000 zł;</p> <p>3) 2023 r. – 220 000 zł;</p> <p>4) 2024 r. – 300 000 zł;</p> <p>5) 2025 r. – 260 000 zł;</p>	Przepisy wprowadzone w celu zapewnienia finansowania organu właściwego wyznaczonego przez państwo członkowskie na potrzeby realizacji celów wynikających z Art. 25 ust. 4 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

	<p>6) 2026 r. – 280 000 zł;</p> <p>7) 2027 r. – 300 000 zł;</p> <p>8) 2028 r. – 300 000 zł;</p> <p>9) 2029 r. – 300 000 zł;</p> <p>10) 2030 r. – 300 000 zł.</p> <p>2. Prezes URE monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1, oraz wdraża mechanizmy korygujące, o których mowa w ust. 3.</p> <p>3. W przypadku gdy wielkość wydatków po pierwszym półroczu danego roku budżetowego wyniesie więcej niż 65% limitu wydatków przewidzianych na dany rok, dysponent środków obniża wielkość środków przeznaczonych na wydatki w drugim półroczu o kwotę stanowiącą różnicę pomiędzy wielkością tego limitu a kwotą przekroczenia wydatków.</p> <p>4. W przypadku gdy wielkość wydatków w poszczególnych miesiącach jest zgodna z planem finansowym, przepisu ust. 3 nie stosuje się.</p>	
--	--	--

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA¹⁾

z dnia

**w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz
zawierania transakcji na rynku wtórnym**

Na podstawie art. 68 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234,... i ...) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe warunki i sposób wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz szczegółowe warunki zawierania transakcji na rynku wtórnym, obejmujące:

- 1) standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych rozumiany jako dopuszczalny oczekiwany czas braku dostaw mocy elektrycznej do odbiorców końcowych, wyrażony w godzinach na rok;
- 2) procedurę ogłaszania okresu zagrożenia oraz przypadki, w których operator może nie ogłaszać okresu zagrożenia mimo obniżenia nadwyżki mocy dostępnej w procesach planowania dobowego pracy systemu poniżej wartości wymaganej;
- 3) dni i godziny, w których może wystąpić okres zagrożenia;
- 4) sposób wyznaczania wielkości mocy dostarczonej w wyniku czasowego ograniczenia mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej przez jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania;
- 5) sposób dokonania demonstracji;
- 6) wymagania w zakresie dopuszczalności prowadzenia obrotu obowiązkami mocowymi i ich realokacji, w tym minimalną wielkość tego obowiązku, która może być przeniesiona;
- 7) sposób obliczenia jednostkowej stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) bilansowanie dobowe – działania operatora prowadzone w procesie planowania dobowego pracy systemu w dobie $n-1$, w wyniku których dla doby n ustala się stany pracy jednostek wytwórczych oraz wielkości ich obciążeń w celu zrównoważenia wytwarzania energii elektrycznej z zapotrzebowaniem sieci oraz zapewnienia wymaganych rezerw mocy oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi;
- 2) aktualizacja bilansu dobowego – działania operatora prowadzone w procesie planowania dobowego pracy systemu w dobie n , w wyniku których operator dokonuje zaktualizowania sporządzonego w dobie $n-1$ bilansu dobowego dla doby n ;
- 3) zapotrzebowanie sieci – zapotrzebowanie na moc odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz bezpośrednio do urządzeń, instalacji lub sieci przedsiębiorstw energetycznych innych niż operator lub operator systemu dystrybucyjnego, powiększone o straty w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz pomniejszone o moc bezpośrednio dostarczaną przez jednostki wytwórcze do odbiorców z pominięciem sieci należącej do innych przedsiębiorstw energetycznych.

¹⁾ Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej - energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 6 października 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. z 2021 r. poz. 941).

Rozdział 2

Standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych

§ 3. Standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, będący jednocześnie normą niezawodności, o której mowa w art. 25 ust. 2 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej, określony jako liczba godzin w roku, w których dopuszcza się wystąpienie braku możliwości zrównoważenia sumarycznej mocy osiągalnej netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu z zapotrzebowaniem sieci powiększonym o minimalną rezerwę zdolności wytwórczych, o której mowa w § 4, oraz z uwzględnieniem planowanego salda wymiany międzynarodowej z państwami innymi niż wymienione w art. 6 ust. 6 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, zwanej dalej „ustawą”, wynosi [X] godzin.

§ 4. Minimalną rezerwę zdolności wytwórczych na potrzeby spełnienia standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych oblicza się zgodnie z wzorem:

$$R_{\min} = 1,2 \times P_{\max}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

R_{\min} – minimalną rezerwę zdolności wytwórczych, wyrażoną w [MW],

P_{\max} – moc osiągalną netto największej pod względem mocy jednostki wytwórczej przyłączonej do systemu, wyrażoną w [MW].

Rozdział 3

Okres zagrożenia

§ 5. 1. Operator ogłasza okres zagrożenia po ustaleniu, w procesie bilansowania dobowego lub po dokonaniu aktualizacji bilansu dobowego, że nadwyżka sumarycznej mocy osiągalnej netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu, pomniejszonej o ubytki mocy wynikające z prowadzonych remontów, postojów awaryjnych, warunków atmosferycznych i ograniczeń sieciowych, oraz o moc osiągalną netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu niezaoferowaną operatorowi ponad zapotrzebowanie sieci, wynosi mniej niż wielkość wymagana, określona zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, 868,...i...), z zastrzeżeniem § 6 ust. 1.

2. Ustalając wysokość nadwyżki, o której mowa w ust. 1, operator uwzględnia planowane saldo wymiany międzynarodowej.

§ 6. 1. Operator może nie ogłaszać okresu zagrożenia, jeżeli:

- 1) w procesie bilansowania dobowego lub po dokonaniu aktualizacji bilansu dobowego nadwyżka sumarycznej mocy osiągalnej netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu, pomniejszona o ubytki mocy wynikające z prowadzonych remontów, postojów awaryjnych, warunków atmosferycznych i ograniczeń sieciowych oraz o moc osiągalną netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu niezaoferowaną dla operatora, ponad zapotrzebowanie sieci, nie jest niższa o więcej niż 4 punkty procentowe od wielkości wymaganej, określonej zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, oraz
- 2) uzna, że nie ma zagrożenia dla pokrycia zapotrzebowania sieci.

2. Operator niezwłocznie informuje ministra właściwego do spraw energii oraz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wystąpieniu zdarzenia, o którym mowa w ust. 1.

§ 7. 1. Okres zagrożenia ogłasza się wyłącznie dla następujących godzin:

- 1) 7⁰⁰–8⁰⁰,
- 2) 8⁰⁰–9⁰⁰,
- 3) 9⁰⁰–10⁰⁰,
- 4) 10⁰⁰–11⁰⁰,
- 5) 11⁰⁰–12⁰⁰,
- 6) 12⁰⁰–13⁰⁰,
- 7) 13⁰⁰–14⁰⁰,
- 8) 14⁰⁰–15⁰⁰,
- 9) 15⁰⁰–16⁰⁰,
- 10) 16⁰⁰–17⁰⁰,
- 11) 17⁰⁰–18⁰⁰,

- 12) 18⁰⁰–19⁰⁰,
- 13) 19⁰⁰–20⁰⁰,
- 14) 20⁰⁰–21⁰⁰,
- 15) 21⁰⁰–22⁰⁰

– w dniach przypadających od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy.

2. Ogłoszenie okresu zagrożenia może nastąpić:

- 1) dla jednej godziny albo
- 2) dla wielu godzin, jeżeli operator stwierdzi wystąpienie więcej niż jednego okresu zagrożenia w danej dobie.

Rozdział 4

Wyznaczanie mocy dostarczanej przez jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania

§ 8. 1. Wielkość mocy dostarczonej w wyniku czasowego ograniczenia mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej przez jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania wyznacza się odrębnie dla każdej pełnej godziny czasowego ograniczenia, jako różnicę pomiędzy profilem bazowym oraz rzeczywistą wielkością dostaw energii elektrycznej, zmierzoną we wszystkich punktach pomiarowych tej jednostki w miejscach połączenia z tą siecią.

2. Jeżeli na podstawie zawartych umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub przepisów odrębnych, odbiorca energii elektrycznej ma prawo czasowego wprowadzania energii do sieci elektroenergetycznej, rzeczywista wielkość dostaw może być mniejsza od zera, a przypadek taki uwzględnia się jako dodatkowe ograniczenie wielkości mocy pobieranej z tej sieci.

3. Jeżeli jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania składa się z więcej niż jednej jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania, wyznacza się jeden łączny profil bazowy dla tej jednostki rynku mocy oraz jedną sumaryczną rzeczywistą wielkość dostawy energii elektrycznej.

§ 9. 1. Profil bazowy wyznacza się z zastosowaniem metody profilu historycznego, z zastrzeżeniem § 10 i § 11.

2. Profil bazowy wyznaczany z zastosowaniem metody profilu historycznego równa się sumie:

- 1) profilu odniesienia będącego szeregiem wartości średnich arytmetycznych rzeczywistych wielkości dostaw energii elektrycznej do jednostki rynku mocy, wyznaczonego dla każdej godziny wskazanej zgodnie z § 7 ust. 1, z odrzuceniem wartości największej i najmniejszej, w okresie odniesienia bezpośrednio poprzedzającym dzień, dla którego wyznaczany jest profil odniesienia, obejmującym 10 kolejnych dni, o których mowa w § 7 ust. 1, w których nie wystąpił okres zagrożenia lub testowy okres zagrożenia, oraz
- 2) korekty wyznaczonej jako różnica średniej wartości rzeczywistych wielkości dostaw energii elektrycznej dla piątej, czwartej i trzeciej godziny poprzedzających rozpoczęcie odpowiednio pierwszego okresu zagrożenia w danej dobie lub testowego okresu zagrożenia i średniej wielkości dostaw energii elektrycznej w tych samych godzinach, wynikającej z profilu odniesienia, o którym mowa w pkt 1.

§ 10. 1. Profil bazowy może być wyznaczany w oparciu o metodę profilu planowanego, w przypadku gdy dostawca mocy:

- 1) złoży wniosek do operatora o stosowanie wobec danej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania metody profilu planowanego oraz
- 2) osiągnie przez okres co najmniej 30 kolejnych dni kalendarzowych poprawność planowania, o której mowa w § 11 ust. 5, dla danej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

2. Metodę profilu planowanego stosuje się od pierwszego dnia miesiąca następującego po potwierdzeniu przez operatora osiągnięcia poprawności planowania, od dnia:

- 1) utraty poprawności planowania;
- 2) nieprzekazania planów dostaw energii elektrycznej dla okresu 5 kolejnych dni kalendarzowych;
- 3) złożenia przez dostawcę mocy do operatora wniosku o zaniechanie stosowania metody profilu planowanego.

3. Po wystąpieniu przypadków, o których mowa w ust. 2 pkt 1–3, wobec danej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania stosuje się metodę profilu historycznego, od dnia następującego po dniu:

- 1) przekazania dostawcy mocy informacji przez operatora o utracie poprawności planowania;
- 2) nieprzekazania planów, o których mowa w ust. 2 pkt 2;
- 3) złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2 pkt 3.

4. Wystąpienie przypadku, o którym mowa w ust. 2 pkt 1–3, nie stanowi przeszkody do ponownego złożenia wniosku do operatora o stosowanie wobec danej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania metody profilu planowanego.

§ 11. 1. W celu wykazania poprawności planowania dla danej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, dostawca mocy przekazuje operatorowi plany dostaw energii elektrycznej, wskazujące ilości energii elektrycznej dostarczanej do jednostki rynku mocy w każdej godzinie, co najmniej dla godzin, o których mowa w § 7 ust. 1, sporządzane nie później niż do godziny 10⁰⁰ w dniu poprzedzającym dzień, którego plany te dotyczą.

2. Po zakończeniu każdego miesiąca, w którym dostawca mocy przekazał plany dostaw energii elektrycznej, operator weryfikuje poprawność planowania poprzez wyznaczenie średniego odchylenia względnego zgłaszanych planów dostaw energii elektrycznej od rzeczywistych wielkości dostaw energii elektrycznej.

3. Średnie odchylenie względne określające odchylenie zgłaszanych planów dostaw energii elektrycznej od rzeczywistych wielkości dostaw energii elektrycznej dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania wyznacza się zgodnie z wzorem:

$$\Delta_{\text{śr}} = \frac{\sum_{n=1}^{n=m} \left| \frac{E_{Pn} - E_{Rn}}{E_{Rn}} \right|}{m}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$\Delta_{\text{śr}}$ – średnie odchylenie względne, wyrażone w [%],

E_{Pn} – planowaną wielkość dostaw energii elektrycznej dla godziny n , wyrażoną w [MWh],

E_{Rn} – rzeczywistą wielkość dostaw energii elektrycznej dla godziny n , wyrażoną w [MWh],

m – całkowitą liczbę analizowanych godzin.

4. Operator informuje dostawcę mocy o osiągnięciu albo o nieosiągnięciu poprawności planowania w ciągu 7 dni od zakończenia miesiąca, w którym dostawca mocy przekazał plany dostaw energii elektrycznej.

5. Jeżeli w badanym okresie obejmującym 30 kolejnych dni kalendarzowych dla godzin, o których mowa w § 7 ust. 1, średnie odchylenie względne, o którym mowa w ust. 3, nie przekracza 15%, dostawca mocy osiąga w odniesieniu do jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania poprawność planowania.

6. Dostawca mocy traci poprawność planowania w odniesieniu do danej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, jeżeli po zakończeniu miesiąca, w którym przekazywał operatorowi plany dostaw energii elektrycznej dotyczące tej jednostki, średnie odchylenie względne, o którym mowa w ust. 3, przekracza 15%.

7. W okresie stosowania wobec danej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania metody profilu planowanego, jako profil bazowy, na potrzeby wyznaczenia wielkości mocy dostarczonej w wyniku czasowego ograniczenia zużycia energii elektrycznej, przyjmuje się zgłoszony plan dostaw energii elektrycznej dotyczący tej jednostki.

Rozdział 5

Demonstracja zdolności wykonania obowiązku mocowego

§ 12. Zdolność do wykonania obowiązku mocowego, o której mowa w art. 67 ust. 1 ustawy, wykazuje się wyłącznie dla godzin wskazanych zgodnie z § 7 ust. 1.

§ 13. 1. Zdolność do wykonania obowiązku mocowego wykazuje się:

- 1) w przypadku jednostki rynku mocy wytwórczej – poprzez wskazanie jednej godziny, w której ta jednostka wytwarzała energię elektryczną i dostarczała ją do sieci;
- 2) w przypadku jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania:
 - a) składającej się wyłącznie z jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania uczestniczących aktywnie w bilansowaniu systemu w ramach mechanizmu centralnego bilansowania mocy wytwórczej – poprzez wskazanie oferty redukcji obciążenia, obejmującej co najmniej jedną godzinę, złożonej w odniesieniu do tej jednostki, przyjętej przez operatora i wykonanej na zasadach określonych w instrukcji, o której mowa w art. 9g ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne,
 - b) innej niż określona w lit. a – poprzez wskazanie jednej godziny, w której ta jednostka, na polecenie operatora, ograniczyła czasowo zużycie energii elektrycznej.

2. Jeżeli w odniesieniu do jednostki rynku mocy w danym kwartale został ogłoszony testowy okres zagrożenia lub jeżeli ogłoszono okres zagrożenia, uznaje się, że jednostka ta wykazała zdolność do wykonania obowiązku mocowego, o której mowa w art. 67 ust. 1 ustawy, w przypadku uzyskania pozytywnego wyniku testowego okresu zagrożenia lub wykonania pełnego skorygowanego obowiązku mocowego w okresie zagrożenia – także w przypadku kiedy skorygowany obowiązek mocy danej jednostki rynku mocy w danym okresie zagrożenia lub testowym okresie zagrożenia był mniejszy od największego obowiązku mocowego tej jednostki w danym kwartale.

3. Testowy okres zagrożenia ogłasza się nie później niż 8 godzin przed rozpoczęciem testowego okresu zagrożenia, dla jednej godziny wybranej dowolnie zgodnie z § 7 ust. 1.

4. Jeżeli w pierwszych dwóch miesiącach danego kwartału dostarczenie mocy przez daną jednostkę rynku mocy w wymaganej wielkości było niemożliwe przez więcej niż 75% liczby godzin, w których można dokonywać demonstracji, ze względu na ograniczenia sieciowe lub polecenia ruchowe operatora lub operatora systemu dystrybucyjnego, dostawca mocy, nie później niż 21 dni przed zakończeniem kwartału, może wystąpić z wnioskiem o usunięcie ograniczeń sieciowych lub zaprzestanie wydawania poleceń ruchowych uniemożliwiających dokonanie demonstracji:

- 1) do operatora, jeżeli ograniczenia sieciowe lub polecenia ruchowe dotyczą operatora, lub
- 2) do operatora systemu dystrybucyjnego, w przypadkach innych niż wymienione w pkt 1, i informuje o tym operatora.

5. Usunięcie ograniczeń sieciowych lub zaprzestanie wydawania poleceń ruchowych umożliwiające dokonanie demonstracji powinno obejmować nie mniej niż 75% liczby godzin w okresie pozostałym od dnia złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 4, do końca danego kwartału.

6. W przypadku nieusunięcia przez właściwego operatora systemu elektroenergetycznego ograniczeń sieciowych lub niezaprzestania wydawania poleceń ruchowych uniemożliwiających dokonanie demonstracji w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 4, uznaje się, że zdolność do wykonania obowiązku mocowego została wykazana.

§ 14. 1. Jeżeli jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania, o której mowa w § 13 ust. 1 pkt 2 lit. b, jest wykorzystywana do świadczenia na rzecz operatora usługi systemowej obejmującej redukcję zużycia energii na polecenie operatora, świadczenie takiej usługi może zostać wskazane jako czas, w którym jednostka dostarczała moc do systemu, jeżeli w danym kwartale objętym umową mocową nastąpiło czasowe ograniczenie zużycia energii w celu realizacji tej usługi.

2. Jeżeli w pierwszych dwóch miesiącach danego kwartału realizacja usługi, o której mowa w ust. 1, nie doszła do skutku ze względu na brak polecenia przez operatora, dostawca mocy przed zakończeniem kwartału może zwrócić się do operatora z wnioskiem o wydanie takiego polecenia.

3. Jeżeli jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania, o której mowa w § 13 ust. 1 pkt 2 lit. b, nie jest wykorzystywana do świadczenia na rzecz operatora usługi systemowej obejmującej redukcję zużycia energii na polecenie operatora, a w odniesieniu do tej jednostki rynku mocy w pierwszych dwóch miesiącach danego kwartału nie został ogłoszony testowy okres zagrożenia lub okres zagrożenia, dostawca mocy, nie później niż 7 dni przed zakończeniem danego kwartału, może zwrócić się do operatora z wnioskiem o ogłoszenie testowego okresu zagrożenia.

4. Jeżeli operator w terminie 7 dni od otrzymania wniosku, o którym mowa odpowiednio w ust. 2 lub 3, nie wydał jednostce rynku mocy redukcji zapotrzebowania polecenia wykonania usługi, o której mowa w ust. 1, lub nie ogłosił testowego okresu zagrożenia, uznaje się, że zdolność do wykonania obowiązku mocowego została wykazana przez tę jednostkę.

Rozdział 6

Warunki zawierania transakcji na rynku wtórnym

§ 15. 1. Obrót wtórny obowiązkiem mocowym i realokacja wielkości wykonanego obowiązku mocowego odbywa się w odniesieniu do godzin wskazanych zgodnie z § 7 ust. 1.

2. Minimalna wielkość obowiązku mocowego przenoszonego w ramach obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym i rozliczanego w ramach realokacji wielkości wykonanego obowiązku mocowego wynosi 0,001 MW.

3. W ramach obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym lub realokacji wielkości wykonanego obowiązku mocowego każdy obowiązek mocowy może podlegać dowolnej liczbie podziałów, z uwzględnieniem ust. 1 i 2.

4. Obowiązek mocowy jednostki rynku mocy może zostać przeniesiony na inną jednostkę rynku mocy, jeżeli łączna wielkość obowiązku mocowego jednostki rynku mocy, na którą obowiązek mocowy jest przenoszony, nie przekroczy:

- 1) wynikającego z certyfikatu wydanego dla tej jednostki iloczynu jej mocy osiągalnej netto oraz wartości korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności, o którym mowa w art. 18 ustawy, albo
 - 2) mocy osiągalnej netto tej jednostki, z zastrzeżeniem, że w takim przypadku wartość iloczynu, o którym mowa w pkt 1, może być przekroczona dla nie więcej niż 300 godzin w roku kalendarzowym.
5. Przepisu ust. 4 nie stosuje się do realokacji wielkości wykonanego obowiązku mocowego.

Rozdział 7

Stawka kary za niewykonanie obowiązku mocowego

§ 16. 1. Jednostkową stawkę kary za niewykonanie obowiązku mocowego obowiązującą w roku dostaw n oblicza się zgodnie z wzorem:

$$SK_n = 0,3 \times \frac{PKB_{n-2}}{E_{n-2}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- SK_n – jednostkową stawkę kary w roku dostaw n , wyrażoną w [zł/MWh],
- PKB_{n-2} – wartość produktu krajowego brutto w Polsce, za rok przypadający na 2 lata przed rokiem dostaw n , określoną w cenach bieżących, opublikowaną przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, wyrażoną w [zł],
- E_{n-2} – ilość zużywanej energii elektrycznej w roku kalendarzowym przypadającym na 2 lata przed rokiem dostaw n , opublikowaną przez Główny Urząd Statystyczny w dokumencie „Zużycie paliw i nośników energii”, wyrażoną w [MWh].

2. Jednostkowa stawka kary ustalana jest z dokładnością do 0,01 zł.

Rozdział 8

Przepis końcowy

§ 17. Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia.

MINISTER KLIMATU I ŚRODOWISKA

UZASADNIENIE

Projektowane rozporządzenie stanowi wypełnienie delegacji zawartej w przepisie art. 68 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą”. Zgodnie z upoważnieniem ustawowym rozporządzenie określa szczegółowe warunki i sposób wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz szczegółowe warunki zawierania transakcji na rynku wtórnym, biorąc pod uwagę równoprawne i niedyskryminacyjne traktowanie dostawców mocy, stosowanie poziomu zachęt i kar zapewniających wykonanie obowiązków mocowych, bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych oraz sprawne przeprowadzanie transakcji, a także ograniczenie możliwości manipulacji i nadużywania pozycji rynkowej przez dostawców mocy.

Projekt rozporządzenia określa standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, będący jednocześnie normą niezawodności, o której mowa w art. 25 ust. 2 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej („rozporządzenie rynkowe”). To właśnie między innymi w oparciu o ten parametr będzie określane zapotrzebowanie na moc w aukcjach mocy (art. 33 ustawy). Określa on liczbę godzin w roku kalendarzowym, w których dopuszcza się wystąpienie braku możliwości zrównoważenia podaży mocy z zapotrzebowaniem na energię odbiorców, powiększonym o wymaganą rezerwę dla bezpiecznej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Wzrost wartości standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych jest odwrotnie proporcjonalny do zapotrzebowania na moc w aukcji mocy, które z kolei ma silny wpływ na roczne koszty rynku mocy. Dlatego należy znaleźć takie optimum standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, które zapewni akceptowany poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, a z drugiej strony nie będzie prowadził do nadmiernych kosztów rynku mocy i zakupu zbyt dużej ilości mocy.

Zgodnie z przepisami art. 25 ust. 3 rozporządzenia rynkowego, standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych wyznaczany jest z wykorzystaniem wartości niedostarczonej energii elektrycznej oraz kosztu nowej jednostki, wyznaczonych i ogłoszonych przez Prezesa URE zgodnie z art. 40a ustawy.

Ujęta w rozporządzeniu wartość standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych wynosząca X h/rok została wyznaczona w oparciu o metodykę zatwierdzoną decyzją Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) nr 23-2020, na podstawie art. 23 ust. 6 rozporządzenia rynkowego oraz z wykorzystaniem parametrów ogłoszonych przez Prezesa URE w komunikacie nr ... z dnia ...

Jako minimalną rezerwę zdolności wytwórczych na potrzeby spełnienia standardu bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców końcowych przyjęto 120% mocy netto największej pracującej w polskim systemie elektroenergetycznym jednostki wytwórczej. Przyjęcie takiej wartości spowodowane jest koniecznością zachowania odpowiedniego kryterium bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, w przypadku gdy awarii ulegnie jeden z jego elementów tzw. kryterium N-1. Obecnie (kwiecień 2021) największą pracującą jednostką wytwórczą w Polsce jest blok nr 11 w elektrowni Kozienice, którego moc netto wynosi ok. 1000 MW.

Zgodnie z upoważnieniem ustawowym rozporządzenie określa również procedurę ogłaszania okresu zagrożenia oraz przypadki, w których operator może nie ogłaszać okresu zagrożenia, pomimo obniżenia nadwyżki mocy dostępnej w procesach planowania koordynacyjnego dobowego poniżej wartości wymaganej w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (wymagana rezerwa dla doby n w bilansie tworzonym w dobie n-1 wynosi 9%). Jeżeli wartość wymaganej rezerwy nie będzie niższa, niż 5% od tej wymaganej w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej operator może nie ogłaszać okresu zagrożenia, jeżeli uzna, że nie ma realnego zagrożenia dla poprawności bilansu mocy w kraju. Operator o takich przypadkach informuje niezwłocznie ministra właściwego do spraw energii oraz Prezesa URE.

Operator będzie mógł ogłosić okres zagrożenia po opracowaniu bilansu dobowego na dobę przed oraz po aktualizacji tego bilansu w trakcie trwania doby, w której może być ogłoszony okres zagrożenia. Operator będzie mógł wykorzystać sporządzane obecnie plany koordynacyjne (PKD oraz BPKD), zgodnie w Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, lecz również inne działa lub plany, dziś nie określone Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Ważnym jest aby operator ogłaszając okres zagrożenia miał pewność, że występuje realne zagrożenie pokrycia zapotrzebowania na moc, bowiem zgodnie z obowiązującymi przepisami ustawy operator nie może odwołać ogłoszonego okresu zagrożenia. Dlatego operator ogłaszając okres zagrożenia powinien opierać na najbardziej

aktualnych danych. Za takie dane uznano dane dostępne na dobę przed oraz już w trakcie doby, ponieważ hipotetycznie okres zagrożenia może być ogłoszony np. o godzinie 7:00 na godzinę 15:00 lub o godzinie 12:00 na godzinę 20:00, dlatego wprowadzono stosowną aktualizację bilansu dobowego.

Zgodnie z projektem rozporządzenia okres zagrożenia może zostać ogłoszony dla pełnej godziny doby przypadającej w okresie od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy. Operator może ogłosić maksymalnie 15 okresów zagrożenia w ciągu jednej doby dla każdej godziny przypadającej w okresie od 7:00 do 22:00, jeżeli spełnią się przesłanki do ogłoszenia okresu zagrożenia.

Projekt rozporządzenia określa również sposób wyznaczania wielkości mocy dostarczonej w wyniku czasowego ograniczenia mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej przez jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania. Określono, że wielkość mocy dostarczonej w wyniku czasowego ograniczenia mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej przez jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania wyznacza się odrębnie dla każdej pełnej godziny czasowego ograniczenia jako różnicę pomiędzy profilem bazowym oraz rzeczywistą wielkością dostaw energii elektrycznej zmierzoną we wszystkich punktach pomiarowo-rozliczeniowych tej jednostki w miejscach połączenia z siecią.

Domyślnym profilem bazowym jest profil historyczny opisany w § 11 projektu rozporządzenia. Niemniej wyznaczanie wielkości dostarczanej mocy przed jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania może odbywać się również w oparciu o metodę profilu planowanego. Aby dostawca mocy mógł skorzystać z tej metody musi złożyć wniosek do operatora o stosowanie tej metody oraz osiągnąć przez okres co najmniej 30 kolejnych dni kalendarzowych odpowiednią poprawność planowania. Zasady ustalania poprawności planowania opisuje § 10 projektu rozporządzenia. W każdej chwili dostawca mocy może zrezygnować ze stosowania metody profilu planowanego i powrócić do metody profilu historycznego. Ponadto projekt rozporządzenia reguluje przypadki, w których dostawca mocy traci prawo stosowania metody profilu planowanego.

W rozporządzeniu określono sposób dokonania demonstracji oraz określono godziny i dni w których ta demonstracja może nastąpić. Dodatkowo ze względu na fakt, że część jednostek rynku mocy będzie jednostkami którymi centralnie dysponuje operator lub które będą świadczyły usługę redukcji zapotrzebowania na rzecz operatora, uregulowania wymaga kwestia demonstracji przez te jednostki. Bez uregulowania tej materii mogłaby dochodzić do

sytuacji, w których jednostki rynku mocy nie miałyby możliwości dokonania demonstracji, a tym samym musiałyby zwrócić wynagrodzenie za cały kwartał.

Akt wykonawczy określa ponadto wymagania w zakresie dopuszczalności prowadzenia obrotu obowiązkami mocowymi i ich realokacji, w tym minimalną wielkość tego obowiązku, która może być przeniesiona. Rozporządzenie przewiduje, że obrót obowiązkami mocowymi i realokacja obowiązków mocowych odbywa się w odniesieniu do pełnych godzin, natomiast minimalna wielkość przenoszonego obowiązku mocowego w ramach rynku wtórnego wynosi 0,001 MW. Ważnym jest, że w przypadku realokacji wielkości obowiązku mocowego nie ma ograniczenia wynikającego z korekcyjnego współczynnika mocy, co pozwoli na oferowanie większego wolumenu mocy na rynku wtórnym przez dostawców mocy, którzy pracowali w okresie zagrożenia z mocą większą od ich obowiązku mocowego oraz większą od iloczynu mocy osiągalnej netto oraz korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności.

W rozporządzeniu określono również sposób obliczenia jednostkowej stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego, zgodnie z wzorem określonym w § 16. Jednostkowa stawka kary wyrażona będzie w złotych za MW w godzinie i ustalana z dokładnością do jednego grosza. Do obliczeń jednostkowej stawki kary wykorzystywane będą dane publikowane przez Główny Urząd Statystyczny. Jednostkowa stawka kary na przyjętym w projekcie rozporządzenia poziomie będzie gwarantowana wysoką dyspozycyjnością jednostek rynku mocy objętych umową mocową, a jednocześnie nie będzie powodowała nadmiernych obciążeń dla dostawców mocy, którzy nie wykonają obowiązku mocowego w jednym okresie zagrożenia. Rozpatrując stawkę kary należy mieć na uwadze rynek wtórny opisany przepisami rozdziału 7 ustawy o rynku mocy, dzięki któremu dostawca mocy swoimi działaniami może uniknąć kary, nawet gdy fizycznie nie wykona obowiązku mocowego wynikającego z jego umowy mocowej.

Zgodnie z przepisem § 17 rozporządzenie wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia. Projekt rozporządzenia nie podlega notyfikacji w trybie przewidzianym w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

Zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingskiej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) projekt rozporządzenia zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej.

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

<p>Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Piotr Dziadzio, Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Mirosław Maciąg, Departament Elektroenergetyki i Gazu, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, e-mail: miroslaw.maciag@klimat.gov.pl</p>	<p>Data sporządzenia 09-04-2021 r.</p> <p>Źródło Upoważnienie ustawowe</p> <p>Art. 68 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247, z późn. zm.)</p> <p>Nr w Wykazie prac</p>
--	---

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Obowiązujące rozporządzenie utraci moc po upływie 36 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy z dnia... o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw. Zmiana wprowadzona w tej ustawie wynika z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

Zgodnie z upoważnieniem ustawowym rozporządzenie określa szczegółowe warunki i sposób wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz szczegółowe warunki zawierania transakcji na rynku wtórnym, biorąc pod uwagę równoprawne i niedyskryminacyjne traktowanie dostawców mocy, stosowanie poziomu zachęt i kar zapewniających wykonanie obowiązków mocowych, bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych oraz sprawne przeprowadzanie transakcji, a także ograniczenie możliwości manipulacji i nadużywania pozycji rynkowej przez dostawców mocy.

Rozporządzenie określa:

- 1) standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, obliczany z uwzględnieniem wartości niedostarczonej energii elektrycznej oraz kosztu nowej jednostki;
- 2) procedurę ogłaszania okresu zagrożenia oraz przypadki, w których operator może nie ogłaszać okresu;
- 3) dni i godziny w których może wystąpić okres zagrożenia;
- 4) sposób wyznaczania wielkości mocy dostarczonej w wyniku czasowego ograniczenia mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej rzez jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania;
- 5) sposób dokonania demonstracji;
- 6) wymagania w zakresie rynku wtórnego;
- 7) sposób obliczenia jednostkowej stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

W związku z faktem, że upoważnienie ustawowe przewiduje do uregulowania materię dotyczącą wykonywania obowiązku mocowego w drodze rozporządzenia ministra właściwego do spraw energii, narzędzie interwencji wynika wprost z przepisów ustawy. Rekomendowanym rozwiązaniem jest wydanie rozporządzenia w zakresie i na podstawie upoważnienia przewidzianego w ustawie. Oczekiwany efekt jest wyznaczenie szczegółowych warunków i sposobu wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz szczegółowe warunki zawierania transakcji na rynku wtórnym.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Istotnym elementem projektowanego rozporządzenia, który będzie miał wpływ na wielkość mocy kupowanej na aukcjach mocy jest standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych tzw. LOLE (ang. Loss of Load Expectation). Zgodnie z rozporządzeniem w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej jest on wyznaczany na podstawie kosztu nowej jednostki oraz wartości niedostarczonej energii. Sposób jego obliczania jest doprecyzowany w metodyce ACER (Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard)

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt			
Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP)	1	Prawo Energetyczne	Obowiązek stosowania się do procedury ogłaszania okresów zagrożenia, prowadzenia demonstracji
Uczestnicy aukcji mocy	200-500	Estymacja własna	Stosowanie zasad wykonywania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz szczegółowe warunki zawierania transakcji na rynku wtórnym
Odbiorcy energii elektrycznej	17,3 mln	Agencja Rynku Energii S.A.	Standard bezpieczeństwa, który wskazuje na akceptowalną liczbę godzin braku zbilansowania produkcji z zapotrzebowaniem odbiorców energii elektrycznej.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy praw i interesów związków pracodawców oraz zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców i reprezentatywne związki zawodowe. Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez RDS.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedłożenia instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnień, o których mowa w § 39 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)
Dochody ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
budżet państwa												
JST												
pozostałe jednostki (oddzielnie)												
Wydatki ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
budżet państwa												
JST												
pozostałe jednostki (oddzielnie)												
Saldo ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
budżet państwa												
JST												
pozostałe jednostki (oddzielnie)												
Źródła finansowania												

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Wpływ na sektor rynku mocy został opisany w ocenie skutków regulacji do ustawy o rynku mocy
--	---

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	0	
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	0	0	
	(dodaj/usuń)							
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Przepisy, jako określające szczegółowe warunki i sposób wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz szczegółowe warunki zawierania transakcji na rynku wtórnym, będą wykonywane przez uczestników rynku mocy i będą wpływać na ich prawa i obowiązki.						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe							
	(dodaj/usuń)							
Niemierzalne	(dodaj/usuń)							
	(dodaj/usuń)							

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość rynku mocy w ujęciu pieniężnym został opisany w ocenie skutków regulacji do ustawy o rynku mocy.
--	--

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

<input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy	
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy
<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur <input type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy

Komentarz:		
9. Wpływ na rynek pracy		
Nie przewiduje się wpływu projektowanej regulacji na rynek pracy.		
10. Wpływ na pozostałe obszary		
<input type="checkbox"/> środowisko naturalne <input type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> demografia <input type="checkbox"/> mienie państwowe	<input type="checkbox"/> informatyzacja <input type="checkbox"/> zdrowie
Omówienie wpływu		
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego		
Zgodnie z przepisem § 17 rozporządzenie wchodzi w życie w dniu następującym po dniu ogłoszenia.		
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?		
Nie rekomenduje się wskazywania konkretnych mierników do ewaluacji.		
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)		
Brak załączników.		

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA¹⁾

z dnia

**w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających
na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie**

Na podstawie art. 76 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234 i ...) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowy sposób pobierania opłaty mocowej, w tym:

- 1) terminy i sposób przekazywania operatorowi środków z tytułu opłaty mocowej;
- 2) zakres i termin przekazywania operatorowi i operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zwanemu dalej „płatnikiem opłaty mocowej” informacji, w tym informacji o sumie należnych opłat mocowych;
- 3) okresy rozliczeniowe pomiędzy odpowiednio operatorem, płatnikami opłaty mocowej i innymi podmiotami zobowiązanymi do wnoszenia opłaty mocowej;
- 4) sposób wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców końcowych, o których mowa w art. 70 i art. 89a ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, zwanej dalej „ustawą”;
- 5) zakres i termin przekazywania Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacji niezbędnych do kalkulacji stawek opłaty mocowej.

¹⁾ Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej - energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 6 października 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. z 2021 r. poz. 941).

Rozdział 2

Przekazywanie środków z tytułu opłaty mocowej i okresy rozliczeniowe

§ 2. 1. Okresem rozliczeniowym dla rozliczeń dokonywanych pomiędzy operatorem a podmiotami, o których mowa w art. 69 ust. 2 ustawy, jest miesiąc kalendarzowy.

2. Okresem rozliczeniowym dla rozliczeń dokonywanych pomiędzy płatnikiem opłaty mocowej a podmiotami, o których mowa w art. 69 ust. 3 ustawy, jest okres, w którym dokonywane są rozliczenia za energię elektryczną lub za świadczone usługi dystrybucji energii elektrycznej.

§ 3. Płatnicy opłaty mocowej oraz przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędące płatnikami opłaty mocowej, oraz przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną przyłączone do sieci przesyłowej przekazują operatorowi środki z tytułu opłaty mocowej należne za dany okres rozliczeniowy, w terminie do 19. dnia miesiąca kalendarzowego następującego po okresie rozliczeniowym, na podstawie wystawionych faktur, na wskazane rachunki bankowe.

Rozdział 3

Przekazywanie informacji dotyczących poboru opłaty mocowej

§ 4. 1. Płatnik opłaty mocowej, w terminie do 9. dnia miesiąca kalendarzowego następującego po zakończeniu okresu rozliczeniowego, o którym mowa w § 2 ust. 1, przekazuje operatorowi informację o sumie należnych środków z tytułu opłaty mocowej, w tym informacje obejmujące:

- 1) liczbę odbiorców, o których mowa w art. 70 i art. 89a ust. 1 pkt 1 ustawy, z podziałem na poszczególne grupy, o których mowa w art. 89b ust. 3 ustawy;
- 2) wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci w godzinach opublikowanych zgodnie z art. 74 ust. 4 pkt 2 ustawy przez odbiorców, o których mowa w art. 70 i art. 89a ust. 1 pkt 1 ustawy.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędące płatnikiem opłaty mocowej, oraz przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną, przyłączone do sieci przesyłowej, w terminie do 8. dnia miesiąca kalendarzowego następującego po zakończeniu okresu rozliczeniowego, o którym mowa w § 2 ust. 1, przekazują operatorowi w zakresie

odbiorców przyłączonych bezpośrednio do urządzeń, instalacji lub sieci tego przedsiębiorstwa informację o sumie należnych środków z tytułu opłaty mocowej, w tym informacje obejmujące:

- 1) liczbę odbiorców, o których mowa w art. 70 i art. 89a ust. 1 pkt 1 ustawy, z podziałem na poszczególne grupy, o których mowa w art. 89b ust. 3 ustawy;
- 2) wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci w godzinach opublikowanych zgodnie z art. 74 ust. 4 pkt 2 ustawy przez odbiorców, o których mowa w art. 70 i art. 89a ust. 1 pkt 1 ustawy.

§ 5. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędące płatnikiem opłaty mocowej, oraz przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną, przyłączeni do sieci dystrybucyjnej, w terminie do 8. dnia miesiąca kalendarzowego następującego po zakończeniu okresu rozliczeniowego, o którym mowa w §2 ust. 2, przekazują płatnikowi opłaty mocowej w zakresie odbiorców przyłączonych bezpośrednio do urządzeń, instalacji lub sieci tego przedsiębiorstwa informację o sumie należnych środków z tytułu opłaty mocowej, w tym informacje obejmujące:

- 1) liczbę punktów poboru energii, o których mowa w art. 70 i art. 89a ust. 1 pkt 1 ustawy, z podziałem na poszczególne grupy, o których mowa w art. 89b ust. 3 ustawy;
- 2) wolumen energii elektrycznej pobranej z urządzeń, instalacji lub sieci tego przedsiębiorstwa energetycznego w godzinach opublikowanych zgodnie z art. 74 ust. 4 pkt 2 ustawy przez odbiorców, o których mowa w art. 70 i art. 89a ust. 1 pkt 1 ustawy.

§ 6. Wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci, o którym mowa w § 4 ust. 1 pkt 2 i ust. 2 pkt 2 oraz § 5 pkt 2, wyznaczany jest na podstawie wskazań licznika zdalnego odczytu, a w przypadku awarii takiego licznika - według standardowego profilu zużycia energii elektrycznej, opracowanego zgodnie z art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, 868 i ...) oraz rzeczywiście pobranej energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym lub zgodnie z zasadami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 tej ustawy.

Rozdział 4

Sposób wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie

§ 7. 1. Wybranymi godzinami doby przypadającymi na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2 ustawy, mogą być wyłącznie godziny, dla których może zostać ogłoszony okres zagrożenia, wskazane w przepisach wydanych na podstawie art. 68 ustawy.

2. Liczba wybranych godzin doby przypadających na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie, o których mowa w ust. 1, jest nie mniejsza niż 8 i nie większa niż 15.

§ 8. 1. Jako godziny doby przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie, o których mowa w § 7 ust. 1, mogą zostać wybrane maksymalnie dwa rozłączne okresy w ciągu doby; pojedynczy okres obejmuje co najmniej 2 godziny.

2. W przypadku godzin doby przypadających na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie, o których mowa w § 7 ust. 1, wskazanych w dwóch rozłącznych okresach w ciągu doby, przerwa pomiędzy tymi okresami nie może być krótsza niż 2 godziny.

§ 9. Wyboru godzin przypadających na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie, o których mowa w § 7 ust. 1, dokonuje się na podstawie danych historycznych lub prognozowanych, dotyczących zapotrzebowania na moc w systemie, biorąc pod uwagę charakter dobowej krzywej zapotrzebowania na moc w systemie w poszczególnych kwartałach roku.

Rozdział 5

Przekazywanie informacji na potrzeby kalkulacji stawek opłaty mocowej

§ 10. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną, przyłączone do sieci dystrybucyjnej, w terminie do dnia 30 czerwca każdego roku, w którym wyznaczana jest stawka opłaty mocowej, przekazują operatorowi systemu dystrybucyjnego, do sieci którego są przyłączone, informacje o ilości energii elektrycznej pobranej z sieci tego przedsiębiorstwa, w roku poprzedzającym rok

ustalania stawek opłaty mocowej, przez odbiorców o których mowa w art. 70 i art. 89a ust. 1 pkt 1 ustawy, w podziale na grupy odbiorców, o których mowa w art. 89b ust. 3 ustawy.

§ 11. Operator, w terminie do dnia 31 lipca każdego roku, w którym wyznaczana jest stawka opłaty mocowej, przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacje o ilości energii elektrycznej pobranej z sieci operatora, w roku poprzedzającym rok ustalania stawek opłaty mocowej, przez odbiorców, o których mowa w art. 70 i art. 89a ust. 1 pkt 1 ustawy, w podziale na grupy odbiorców, o których mowa w art. 89b ust. 3 ustawy.

§ 12. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną, przyłączone do sieci przesyłowej, w terminie do dnia 31 lipca każdego roku, w którym wyznaczana jest stawka opłaty mocowej, przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacje o:

- 1) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci tego przedsiębiorstwa, w roku poprzedzającym rok ustalania stawek opłaty mocowej, przez odbiorców, o których mowa w art. 70 i art. 89a ust. 1 pkt 1 ustawy, w podziale na grupy odbiorców, o których mowa w art. 89b ust. 3 ustawy, oraz
- 2) sumie ilości energii elektrycznej pobranej z sieci przedsiębiorstw energetycznych przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa energetycznego, przekazanych zgodnie z § 10.

§ 13. Ilości energii elektrycznej pobranej z sieci przedsiębiorstwa energetycznego przez odbiorców, o których mowa w art. 70a ust. 1 ustawy, przekazywane zgodnie z § 10 – 12, wyznaczone są na podstawie danych dotyczących ilości energii elektrycznej pobranej przez poszczególnych odbiorców końcowych przyłączonych do sieci danego przedsiębiorstwa energetycznego w roku poprzedzającym rok ustalania stawki opłaty mocowej, poprzez dokonanie podziału tych odbiorców na grupy, o których mowa w art. 89b ust. 3 ustawy, z wykorzystaniem okresu kwalifikacji oraz grup odbiorców, do których zastosowanie będą miały przepisy art. 70a i art. 70b ustawy, które będą obowiązywały w roku, dla którego określone są stawki opłaty mocowej, z uwzględnieniem przepisów art. 89a ustawy oraz przepisów art. 13 i art. 14 ustawy z dnia o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z).

Rozdział 6

Przepis epizodyczny

§ 14. Do dnia 31 grudnia 2021 r. wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci, o którym mowa w § 4 ust. 1 pkt 2 i ust. 2 pkt 2 oraz § 5 pkt 2, wyznaczany jest w sposób określony w § 6 również w przypadku braku licznika zdalnego odczytu.

Rozdział 7

Przepis końcowy

§ 15. Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia.

MINISTER KLIMATU I ŚRODOWISKA

UZASADNIENIE

1. Potrzeba i cel wydania rozporządzenia

Projektowane rozporządzenie jest aktem wykonawczym, wypełniającym upoważnienie ustawowe zawarte w przepisie art. 76 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą”. Obowiązujące rozporządzenie utraci moc po upływie 36 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy z dnia... o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw.

Rozporządzenie określające warunki i sposób pobierania opłaty mocowej jest aktem prawnym, który zgodnie z art. 76 ustawy określa terminy i sposób przekazywania operatorowi środków z tytułu opłaty mocowej, zakres i termin przekazywania operatorowi i płatnikowi opłaty mocowej informacji, w tym informacji o sumie należnych opłat mocowych, okresy rozliczeniowe między odpowiednio operatorem, płatnikami opłaty mocowej i innymi podmiotami zobowiązanymi do wnoszenia opłaty mocowej, sposób wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców, o których mowa w art. 70 i art. 89a ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy oraz zakres i termin przekazywania Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „Prezes URE”) informacji niezbędnych do kalkulacji stawek opłaty mocowej.

2. Szczegółowe uzasadnienie przyjętych terminów, trybu przekazywania informacji, okresów rozliczeniowych oraz sposobu wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie

W § 2 ust. 1 projektu wskazano okres rozliczeniowy w odniesieniu do podmiotów, o których mowa w art. 69 ust. 2 pkt 1-4 ustawy, obejmujący miesiąc kalendarzowy. Wynika to z faktu, że w obecnie prowadzonych bezpośrednich rozliczeniach z operatorem podmioty te działają w trybie miesięcznych okresów rozliczeniowych. Natomiast w odniesieniu do podmiotów, o których mowa w art. 69 ust. 3 pkt 1-3 ustawy, przewidziano utrzymanie obecnie stosowanych okresów, w którym dokonywane są rozliczenia za energię elektryczną i świadczone są usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej (§ 2 ust. 2).

Wskazany w § 3 projektu termin przekazywania środków do operatora przez płatnika opłaty mocowej, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej, niebędące płatnikiem opłaty mocowej oraz przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną wyznaczony został na 19. dzień miesiąca. Termin ten pozwoli na weryfikację i dokonanie odpowiednich operacji księgowych przez wszystkie podmioty w czasie umożliwiającym operatorowi kolejno: weryfikację otrzymanych wpłat, przekazanie informacji o zebranych środkach do Zarządcy Rozliczeń oraz przekazanie tych środków na rachunek opłaty mocowej. Zastosowanie ww. terminów jest niezbędne do zapewnienia sprawnej i niezawodnej realizacji wypłat wynagrodzeń dla dostawców mocy, w tym w szczególności dla

zapewnienia możliwości utrzymania płynności rachunku opłaty mocowej, także w sytuacjach okresowego niedoboru środków.

W § 4 ust. 1 projektu rozporządzenia określono, zgodnie z art. 75 ust. 1 ustawy, termin przekazywania operatorowi informacji o sumie należnych środków z tytułu opłaty mocowej w tym informacji koniecznych do ich obliczenia, obejmujących liczbę odbiorców i wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci w godzinach wskazanych przez Prezesa URE przez odbiorców. Określenie terminu przekazywania tych informacji operatorowi przez płatnika opłaty mocowej na 9. dzień miesiąca następującego po zakończeniu okresu rozliczeniowego (miesiąc kalendarzowy) wynika z konieczności zapewnienia możliwości weryfikacji przekazywanych danych w terminie pozwalającym na skuteczną weryfikację przekazanych danych oraz wystawienie stosownych dokumentów księgowych. W przypadku określenia innego terminu występuje znaczące ryzyko, że czas pozostały płatnikom na weryfikację i przekazanie danych do operatora będzie zbyt krótki.

Dodatkowo w § 4 ust. 2 wprowadzono osobny termin dotyczący przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej, niebędących płatnikiem opłaty mocowej oraz przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną, przyłączonych do sieci przesyłowej, wyznaczony na 8. dzień miesiąca następującego po zakończeniu okresu rozliczeniowego (miesiąc kalendarzowy). W związku z przyjęciem takiego rozwiązania, informacje te będą mogły być przekazywane łącznie, co będzie ułatwieniem organizacyjnym.

W § 5 projektu termin przekazywania płatnikowi opłaty mocowej informacji o sumie należnych środków z tytułu opłaty mocowej przez podmioty wymienione w art. 75 ust. 7 ustawy wyznaczony został na 8. dzień miesiąca następującego po okresie rozliczeniowym (okres, w którym dokonywane są rozliczenia za energię elektryczną i świadczone są usługi dystrybucji energii elektrycznej).

Zaproponowane terminy mają na celu zapewnienie możliwości otrzymania przez operatora informacji, które umożliwią pobranie opłaty mocowej od podmiotów wymienionych w art. 69 ust. 2 pkt 2–4 ustawy. Dla spełnienia takiego celu operator powinien otrzymać informacje na temat wartości środków należnych z tytułu opłaty mocowej.

Celem § 6 jest doprecyzowanie sposobu wyznaczenia wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców, o których mowa w art. 70 i art. 89a ust. 1 pkt 1 ustawy. Odnosi się on do przypadku, w którym licznik zdalnego odczytu uległ awarii.

W § 7-9 projektu wskazano sposób wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie, który został określony z uwzględnieniem analiz wykonanych w oparciu o 2 różne metody analityczne wykorzystujące dobowe profile zapotrzebowania na moc w krajowym systemie elektroenergetycznym. Na podstawie analiz przeprowadzonych dla okresów kwartalnych, określono typową zmienność zapotrzebowania na moc w systemie i sformułowano ogólne warunki, które powinny być uwzględniane przy wyborze godzin przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie, o których mowa w art. 74 ust. 4 ustawy. Określone w projekcie rozporządzenia warunki

zapewniają zgodność z przepisami wydanymi na podstawie art. 68 ustawy oraz umożliwiają Prezesowi URE dokonanie wyboru godzin, o których mowa w art. 74 ust. 4 ustawy, w sposób, który zapewni racjonalizację zużycia energii elektrycznej w ciągu doby oraz będzie pozwalał na prawidłowe kształtowanie sygnałów cenowych. Jednocześnie, ze względu na charakter krzywej zapotrzebowania na moc w systemie oraz w celu ograniczenia niekorzystnych zjawisk związanych ze skokową zmianą zapotrzebowania na moc – dodano warunki brzegowe określające maksymalną liczbę rozłącznych okresów w ciągu doby, dla których mogą zostać wskazane godziny przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie oraz minimalny czas trwania takiego okresu i minimalny czas przerwy pomiędzy tymi okresami.

Niezależnie od przeprowadzonych analiz, mając na uwadze przepisy ustawy określające, że ostatecznej decyzji co do wyboru konkretnych godzin w każdym kwartale dokonuje Prezes URE (art. 89b ust. 3 ustawy), proponowane przepisy rozporządzenia pozostawiają Prezesowi URE dowolność co do wyboru metody analitycznej przy zachowaniu warunków brzegowych określonych w rozporządzeniu. Jednocześnie, zgodnie z § 9 projektu rozporządzenia, nakładają obowiązek analizy danych w ujęciu kwartalnym, niezależnie od zróżnicowania wyboru godzin między kwartałami.

W § 10 – 13 wskazano dane konieczne do odmiennego rozliczania opłaty mocowej dla odbiorców końcowych w zależności od poziomu zużycia energii w godzinach szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną, o którym mowa w art. 70a ustawy. Przepisy § 10 i § 11 wskazują terminy przekazania tych danych przez poszczególnych uczestników rynku. Przepisy § 12 i § 13 doprecyzowuje zakres danych przekazywanych przez uczestników rynku oraz okresy kwalifikacji dla których są one wyznaczane.

W przepisie epizodycznym § 14 pozostawiono ustalenie do 31 grudnia 2021 r. możliwość ustalania stawek opłaty mocowej w sposób wskazany w § 4 w odniesieniu do odbiorców nie posiadających liczników zdalnego odczytu. Przepis został wprowadzony rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 grudnia 2020 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie i wynikał z konieczności doprecyzowania sposobu naliczania opłat u odbiorców przyłączonych do sieci niskiego napięcia, o mocy przyłączeniowej poniżej 16 kW. Rozwiązania ryczałtowe były procedowane w ramach ustawy UC17, która nie weszła w życie przed dniem 1 stycznia 2021 r., czyli dniem rozpoczęcia pobierania opłaty mocowej. W związku z powyższym odbiorcy należący do innych grup taryfowych nabyli prawo do rozliczenia opłaty mocowej na bazie profilu standardowego do końca 2021 r., co dalej zapewnia § 14.

3. Wejście w życie rozporządzenia

Zgodnie z przepisem końcowym (§ 15) rozporządzenie wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia. Termin ten wynika z konieczności możliwie wczesnego wejścia w życie regulacji, jako aktu prawnego niezbędnego do pobierania środków z opłaty mocowej.

4. Ocena zgodności z prawem Unii Europejskiej oraz potrzeby notyfikacji

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Projekt nie wymaga uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia z właściwymi organami i instytucjami Unii Europejskiej, w tym z Europejskim Bankiem Centralnym.

Projekt rozporządzenia nie podlega notyfikacji w trybie przewidzianym w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

Projektowane rozporządzenie nie ma wpływu na działalność mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców

5. Informacje na temat konsultacji

Konsultacje zostaną przeprowadzone w ramach procesu legislacyjnego projektu rozporządzenia.

<p>Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Piotr Dziadzio, Podsekretarz Stanu, Ministerstwo Klimatu i Środowiska</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Mirosław Maciąg, Departament Elektroenergetyki i Gazu, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, e-mail: miroslaw.maciag@klimat.gov.pl</p>	<p>Data sporządzenia 08.04.2021</p> <p>Źródło Upoważnienie ustawowe</p> <p>Art. 76 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy</p> <p>Nr w Wykazie prac</p>
--	---

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Obowiązujące rozporządzenie utraci moc po upływie 36 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy z dnia... o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw.

Wydanie rozporządzenia umożliwi zapewnienie ciągłości procesu rozliczania opłaty mocowej, wyznaczając terminy i sposób przekazywania operatorowi środków z tytułu opłaty mocowej, uzupełniając zakres i termin przekazywania operatorowi i płatnikowi opłaty mocowej niezbędnych informacji (w tym informacji o sumie należnych opłat mocowych), a także ustalając okresy rozliczeniowe między odpowiednio operatorem, płatnikami opłaty mocowej i innymi podmiotami zobowiązanymi do wnoszenia opłaty mocowej. Rozporządzenie określa również sposób wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie, na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców, o których mowa w art. 70 i art. 89a ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, biorąc pod uwagę zapewnienie sprawnego przebiegu procesu pozyskiwania środków z opłaty mocowej oraz zachęcanie odbiorców do racjonalnego wykorzystywania mocy elektrycznej w ciągu doby. Dotychczasowe przepisy zostaną uzupełnione w celu odzwierciedlenia zmiany sposobu obliczania stawki opłaty mocowej dla odbiorców o płaskim profilu zużycia, zgodnie ze zmianami wprowadzonymi art. 70a i art. 70b ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.

Wydanie rozporządzenia jest zatem niezbędne do prawidłowego obliczenia stawki opłaty mocowej oraz wyznaczenia godzin szczytowego zapotrzebowania na moc, a w związku z tym jest niezbędne do prawidłowego funkcjonowania rynku mocy.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

W związku z faktem, że upoważnienie ustawowe przewiduje uregulowanie sposobu pobierania opłaty mocowej w drodze rozporządzenia ministra właściwego do spraw energii, narzędzie interwencji wynika wprost z przepisów ustawy. Rekomendowanym rozwiązaniem jest wydanie rozporządzenia w zakresie i na podstawie upoważnienia przewidzianego w ustawie. Oczekiwany efekt jest wyznaczenie szczegółowego sposobu pobierania opłaty mocowej oraz terminów i sposobu przekazywania środków z tytułu opłaty mocowej, jak również właściwe funkcjonowanie rynku mocy.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Forma rozliczania opłaty mocowej w kształcie przewidzianym ustawą jest charakterystyczna dla Polski. W związku z tym nie ma innych krajów, do których można się odwołać w rzeczowej sprawie.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP)	1	ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy	Dostosowanie systemów rozliczeniowych do poboru opłaty mocowej
operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSDp) elektroenergetycznych	12	PSE S.A.	współpraca z OSP w zakresie gromadzenia środków z opłaty mocowej i obsługi operacyjnej

połączonych bezpośrednio z siecią przesyłową			rynku mocy
Zarządca Rozliczeń	1	ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy	Podmiot wskazany w ustawie do gromadzenia opłat mocowych
Urząd Regulacji Energetyki	1	ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy	Obliczanie i ustalanie stawek opłaty mocowej
Dostawcy mocy	Ponad 100	dane własne URE	Konieczność wyznaczenia godzin szczytowych

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy praw i interesów związków pracodawców oraz zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców i reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez RDS.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedłożenia instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnień, o których mowa w § 39 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)
Dochody ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa												0
JST												0
pozostałe jednostki (oddzielnie)												0
Wydatki ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa												0
JST												0
pozostałe jednostki (oddzielnie)												0
Saldo ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa												0
JST												0
pozostałe jednostki (oddzielnie)												0

Źródła finansowania Nie dotyczy.

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń Wpływ rynku mocy na sektor finansów publicznych został opisany w ocenie skutków regulacji do ustawy o rynku mocy z dnia 8 grudnia 2017 r. oraz w ocenie skutków regulacji do ustawy z dnia... o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

Skutki

Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z r.)	duże przedsiębiorstwa							0
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							0
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe							0
	duże przedsiębiorstwa							0
W ujęciu niepieniężnym	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0						
	Wpływ rynku mocy na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość w ujęciu pieniężnym został opisany w Ocenie Skutków Regulacji do ustawy o rynku mocy. W OSR do ustawy wskazano, że wprowadzenie rynku mocy spowoduje ogólnie obniżenie kosztów dla gospodarki z tytułu zakupu energii elektrycznej oraz zapewni w horyzoncie długoterminowym bezpieczeństwo dostaw energii.	0						
	Wpływ rynku mocy na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość w ujęciu pieniężnym został opisany w Ocenie Skutków Regulacji do ustawy o rynku mocy. W OSR do ustawy wskazano, że wprowadzenie rynku mocy spowoduje ogólnie obniżenie kosztów dla gospodarki z tytułu zakupu energii elektrycznej oraz zapewni w horyzoncie długoterminowym bezpieczeństwo dostaw energii. Rozporządzenie nie ma bezpośredniego wpływu na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość.	0						
Niemierzalne	<input type="checkbox"/> tak							

	<input type="checkbox"/> nie <input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy	
	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne: ...	

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy
--	---

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).

- zmniejszenie liczby dokumentów
- zmniejszenie liczby procedur
- skrócenie czasu na załatwienie sprawy
- inne: ...

Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.

- demografia
- mienie państwowe

Komentarz:

Brak

9. Wpływ na rynek pracy

Nie przewiduje się wpływu projektowanej regulacji na rynek pracy.

10. Wpływ na pozostałe obszary

- środowisko naturalne
- sytuacja i rozwój regionalny
- inne: ...

Omówienie wpływu

Nie dotyczy.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Zgodnie z przepisem końcowym rozporządzenie wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Nie rekomenduje się wskazywania konkretnych mierników do ewaluacji.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

Brak załączników.



Warszawa, /elektroniczny znacznik czasu/

MINISTER DO SPRAW UNII EUROPEJSKIEJ

Konrad Szymański

Sygn. DPUE.920.718.2021.MN(22)
dot.: RM-0610-60-21 z 11.06.2021 r.

Pan Łukasz Schreiber
Sekretarz Rady Ministrów

Opinia

o zgodności z prawem Unii Europejskiej projektu ustawy o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw, wyrażona przez ministra właściwego do spraw członkostwa Rzeczypospolitej Polskiej w Unii Europejskiej

Szanowny Panie Ministrze,

w związku z przedłożonym projektem ustawy pozwalam sobie wyrazić poniższą opinię.

Projekt ustawy jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Z poważaniem

Konrad Szymański
Minister do Spraw Unii Europejskiej
/podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym/

Do wiadomości:

Pan Michał Kurtyka
Minister Klimatu i Środowiska