



PREZES RADY MINISTRÓW

Warszawa, dnia 10 listopada 2017 r.

RM-10-81-17

Pan Marek KUCHCIŃSKI
Marszałek Sejmu

Szanowny Panie Marszałku

Na podstawie art. 119 ust. 2 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej przedstawiam Sejmowi

poprawkę do projektu ustawy o rynku mocy (druk nr 1722).

W załączeniu przedstawiam także opinię dotyczącą zgodności proponowanych regulacji z prawem Unii Europejskiej.

Z poważaniem

POPRAWKA

do projektu ustawy o rynku mocy (druk nr 1722)

W projekcie ustawy o rynku mocy (druk nr 1722) wprowadza się następujące zmiany:

- 1) w art. 2 w ust. 1:
 - a) po pkt 5 dodaje się pkt 5a w brzmieniu:

„5a) jednostka fizyczna połączenia międzysystemowego – element techniczny łączący system z systemem przesyłowym elektroenergetycznym innego państwa członkowskiego Unii Europejskiej, dostarczający moc do systemu;”,
 - b) pkt 6 i 7 otrzymują brzmienie:

„6) jednostka fizyczna redukcji zapotrzebowania – jednostkę fizyczną dostarczającą moc do systemu przez czasowe ograniczenie poboru energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej w wyniku wykorzystania:

 - a) sterowanego odbioru lub
 - b) niebędącej odrębną jednostką fizyczną wytwórczą jednostki wytwórczej, o której mowa w art. 3 pkt 43 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2017 r. poz. 220, 791, 1089, 1387 i 1566), lub magazynem energii elektrycznej, wraz z urządzeniami i instalacjami odbiorcy końcowego;
 - 7) jednostka fizyczna wytwórcza – jednostkę fizyczną będącą jednostką wytwórczą, o której mowa w art. 3 pkt 43 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, lub magazynem energii elektrycznej;”,
- c) po pkt 9 dodaje się pkt 9a w brzmieniu:

„9a) jednostka redukcji zapotrzebowania planowana – jedna lub więcej jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania, co do których nie są znane wszystkie dane wymagane dla rejestracji lub wydania certyfikatu w odniesieniu do jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania;”,
- d) pkt 11 i 12 otrzymują brzmienie:

„11) jednostka rynku mocy wytwórcza – jednostkę fizyczną wytwórczą lub grupę takich jednostek albo jednostkę fizyczną zagraniczną wytwórczą lub grupę takich jednostek, która uzyskała certyfikat do aukcji mocy;

12) jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania – jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania lub grupę takich jednostek albo jednostkę fizyczną

zagraniczną redukcji zapotrzebowania lub grupę takich jednostek, która uzyskała certyfikat do aukcji mocy;”,

e) po pkt 15 dodaje się pkt 15a w brzmieniu:

„15a) magazyn energii elektrycznej – magazyn energii, o którym mowa w art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2017 r. poz. 1148, 1213 i 1593), posiadający zdolność do dostawy mocy elektrycznej do systemu;”,

f) pkt 16 i 17 otrzymują brzmienie:

„16) moc osiągalna brutto jednostki fizycznej wytwórczej – potwierdzoną testami maksymalną moc czynną, przy której jednostka fizyczna wytwórcza może pracować przy parametrach nominalnych przez czas nie krótszy niż 4 kolejne godziny, bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki;

17) moc osiągalna netto jednostki fizycznej wytwórczej – moc osiągalną brutto jednostki fizycznej wytwórczej pomniejszoną o moc zużywaną przez urządzenia i układy technologiczne tej jednostki niezbędne do wytwarzania energii elektrycznej lub energii elektrycznej i ciepła;”;

2) w art. 3 ust. 2–5 otrzymują brzmienie:

„2. Certyfikację ogólną rozpoczyna się w 1. tygodniu każdego roku, a kończy nie później niż w 10. tygodniu tego roku.

3. Certyfikację do aukcji głównej rozpoczyna się 14 tygodni przed aukcją główną, a kończy nie później niż w 4. tygodniu przed aukcją główną.

4. Certyfikację do aukcji dodatkowych rozpoczyna się nie później niż 16 tygodni przed aukcjami dodatkowymi, a kończy nie później niż w 4. tygodniu przed aukcjami dodatkowymi.

5. W procesie certyfikacji operator systemu dystrybucyjnego współpracuje z operatorem w sposób i w terminach określonych w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 82. Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, współpracuje z operatorem za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego, z którego siecią jest połączony, a który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.”;

3) art. 4 otrzymuje brzmienie:

„Art. 4. 1. Operator przeprowadza aukcje praw do oferowania obowiązku mocowego w aukcjach mocy w odniesieniu do jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych, zwane dalej „aukcjami wstępnymi”.

2. Aukcje wstępne przeprowadza się po wejściu w życie rozporządzenia, o którym mowa w art. 34 ust. 1, nie później jednak niż 2 tygodnie przed certyfikacją do aukcji głównej.

3. Aukcję wstępną, aukcję główną oraz aukcje dodatkowe prowadzi się w postaci elektronicznej za pomocą dedykowanego systemu teleinformatycznego.

4. Operator informuje o terminie przeprowadzenia aukcji wstępnej, aukcji głównej oraz aukcji dodatkowych na swojej stronie internetowej.

5. Oferty i oświadczenia składane podczas aukcji wstępnej, aukcji głównej oraz aukcji dodatkowych dostawca mocy opatruje kwalifikowanym podpisem elektronicznym.”;

4) w dziale II rozdział 2 otrzymuje brzmienie:

„Rozdział 2

Udział mocy zagranicznych w rynku mocy

Art. 6. 1. Operator zapewnia możliwość udziału mocy zlokalizowanej w systemach elektroenergetycznych państwa członkowskiego Unii Europejskiej, którego system elektroenergetyczny jest bezpośrednio połączony z systemem, przez:

- 1) dopuszczenie jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego do udziału w aukcjach mocy albo
- 2) organizację aukcji wstępnych odrębnie dla poszczególnych stref, o których mowa w ust. 6, oraz dopuszczenie jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych do udziału w aukcjach mocy.

2. W odniesieniu do każdej ze stref określonych w ust. 6 stosuje się jedno z rozwiązań określonych w ust. 1 na podstawie zawartej umowy między operatorem a operatorem systemu przesyłowego bezpośrednio połączonego z systemem.

3. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, operator zawiera z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego bezpośrednio połączonego z systemem umowę, która określa w szczególności:

- 1) zasady określania i uzgadniania wielkości mocy oferowanej w aukcji mocy przez jednostkę rynku mocy składającą się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego;
- 2) zasady udziału w aukcji mocy, w tym składania ofert w aukcji mocy i powstawania obowiązku mocowego jednostki, o której mowa w pkt 1;

3) zasady wykonywania i rozliczania wykonania obowiązku mocowego przez jednostkę, o której mowa w pkt 1.

4. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, operator zawiera z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego bezpośrednio połączonego z systemem umowę, która określa w szczególności:

- 1) zasady przekazywania informacji na potrzeby potwierdzenia istnienia jednostki fizycznej zagranicznej oraz jej parametrów technicznych;
- 2) zasady przekazywania danych umożliwiających weryfikację oraz rozliczenie wykonania obowiązku mocowego przez jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych;
- 3) zasady ogłaszania i przeprowadzania testowego okresu zagrożenia w odniesieniu do jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych.

5. Rozwiązanie określone w ust. 1 pkt 2 stosuje się pod warunkiem zawarcia przez operatora z właściwym dla danej strefy operatorem systemu przesyłowego umowy, o której mowa w ust. 4, a w przypadku strefy określonej w ust. 6 pkt 1 – pod warunkiem zawarcia umów ze wszystkimi właściwymi operatorami systemów elektroenergetycznych bezpośrednio połączonych z systemem.

6. Strefami, w których znajdują się jednostki fizyczne zagraniczne biorące udział w rynku mocy oraz z którymi jednostki fizyczne połączenia międzysystemowego łączą bezpośrednio system, są:

- 1) strefa profilu synchronicznego – obejmująca:
 - a) część systemu przesyłowego Republiki Federalnej Niemiec stanowiącą bezpośrednio połączony z systemem obszar graficzny w rozumieniu art. 3 pkt 91 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220 z 25.08.2017, str. 1),
 - b) system przesyłowy Republiki Czeskiej,
 - c) system przesyłowy Republiki Słowackiej;
- 2) Litwa – obejmująca system przesyłowy Republiki Litewskiej;
- 3) Szwecja – obejmująca system przesyłowy Królestwa Szwecji.

Art. 7. 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 przez ENTSO energii elektrycznej, o którym mowa w art. 4

rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 15, z późn. zm.¹⁾).

2. Na podstawie parametru, o którym mowa w art. 32 ust. 2 pkt 7:

- 1) określa się maksymalną wielkość oferty mocy składanej w odniesieniu do jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego – w przypadku rozwiązania określonego w art. 6 ust. 1 pkt 1, albo
- 2) dokonuje się wyboru ofert na aukcji wstępnej, o którym mowa w art. 9 ust. 4 – w przypadku rozwiązania określonego w art. 6 ust. 1 pkt 2.

Art. 8. 1. W celu dopuszczenia mocy zagranicznych do udziału w rynku mocy w sposób określony w art. 6 ust. 1 pkt 1, operator uzgadnia z właściwym operatorem systemu przesyłowego bezpośrednio połączonego z systemem wielkość mocy oferowanej w aukcji mocy przez jednostkę rynku mocy składającą się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego jako mniejszą z wielkości:

- 1) parametru, o którym mowa w art. 32 ust. 1 pkt 7;
- 2) ustalonej przez właściwego operatora systemu przesyłowego bezpośrednio połączonego z systemem.

2. W przypadku strefy, o której mowa w art. 6 ust. 6 pkt 1, gdy suma wielkości mocy ustalonych zgodnie z ust. 1 przez operatorów poszczególnych systemów przesyłowych objętych strefą, o której mowa w art. 6 ust. 6 pkt 1, jest większa niż wielkość parametru, o którym mowa w art. 32 ust. 1 pkt 7, uzgodnione wielkości dla poszczególnych systemów uzyskuje się przez ich proporcjonalne obniżenie, tak aby ich suma odpowiadała wielkości tego parametru.

Art. 9. 1. W aukcji wstępnej uczestnik aukcji, po ustanowieniu zabezpieczenia finansowego na rzecz operatora, składa ofertę obowiązku mocowego na rynku mocy.

2. Oferta, o której mowa w ust. 1, zawiera:

- 1) cenę w złotych za 1 MW;
- 2) wielkość oferowanej mocy w MW – nie mniejszą niż 2 MW;
- 3) jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla;
- 4) informację, czy uczestnik aukcji wstępnej zgadza się na przyjęcie oferty części oferowanej mocy.

¹⁾ Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 115 z 25.04.2013, str. 39 oraz w Dz. Urz. UE L 163 z 15.06.2013, str. 1.

3. Oferent może złożyć w trakcie jednej aukcji wstępnej więcej niż jedną ofertę, z zastrzeżeniem, że suma wielkości mocy w złożonych przez niego ofertach nie może być większa niż dopuszczalna wielkość wynikająca z ustanowionego zabezpieczenia. W przypadku gdy wielkość złożonych przez danego oferenta ofert przekracza wielkość wynikającą z ustanowionego zabezpieczenia, ważne oferty danego oferenta wybiera się, stosując odpowiednio przepisy ust. 4 i 5.

4. Po upływie czasu na składanie ofert, złożone oferty szereguje się od najtańszej do najdroższej, a w przypadku ofert z jednakową ceną – od oferty z najniższym jednostkowym wskaźnikiem emisji dwutlenku węgla, a następnie począwszy od oferty najtańszej przyjmuje się oferty, których łączna wielkość mocy jest nie większa niż wielkość parametru, o którym mowa w art. 32 ust. 1 pkt 7.

5. Jeżeli ostatnia oferta, której wybranie wraz z ofertami, o których mowa w ust. 4, spowodowałoby, że łączna wielkość mocy byłaby większa niż wielkość parametru, o którym mowa w art. 32 ust. 1 pkt 7, a oferta ta jest:

- 1) podzielna – ofertę przyjmuje się w części odpowiadającej różnicy między wielkością parametru, o którym mowa w art. 32 ust. 1 pkt 7, a sumą wielkości mocy w pozostałych wybranych ofertach;
- 2) niepodzielna – ofertę odrzuca się.

6. W przypadku, o którym mowa w ust. 5 pkt 2, rozpatruje się kolejną ofertę, stosując przepis ust. 4 odpowiednio, z zastrzeżeniem, że jeżeli ta oferta również jest niepodzielna, nie rozpatruje się kolejnych ofert.

7. Aukcja wstępna kończy się wpisem wybranych ofert do rejestru rynku mocy. Wpis do rejestru rynku mocy uprawnia uczestnika aukcji wstępnej do złożenia wniosku o wydanie certyfikatu dopuszczającego do udziału w najbliższej aukcji głównej, aukcjach dodatkowych lub rynku wtórnym, na zasadach określonych w art. 17 ust. 3 i 4.

8. Po dokonaniu wyboru ofert operator publikuje wyniki aukcji wstępnych, w terminie 7 dni od dnia ich zakończenia, podając listę ofert wraz z nazwami uczestników aukcji wstępnej, wielkościami mocy w ofertach oraz informacją o przyjęciu poszczególnych ofert.

9. Operator nie publikuje cen przyjętych ofert i zachowuje je w tajemnicy do chwili zakończenia aukcji mocy, której dotyczyła dana aukcja wstępna.

10. Prezes URE może żądać od operatora przedstawienia cen ofert z aukcji wstępnych, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

11. Prawa wynikające z oferty przyjętej w aukcji wstępnej nie mogą zostać przeniesione na inną osobę.

Art. 10. 1. Operator w terminie 21 dni od zakończenia aukcji wstępnej przedkłada ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi URE informację o przebiegu tej aukcji. Informacja zawiera:

- 1) listę ofert wraz z nazwami uczestników aukcji wstępnych, wielkościami mocy w ofertach oraz informacją o przyjęciu poszczególnych ofert;
- 2) informację o ofertach odrzuconych wraz z uzasadnieniem.

2. Operator w terminie 14 dni od zawarcia umowy, o której mowa w art. 6 ust. 3 albo 4, przekazuje Prezesowi URE informację o jej zawarciu.”;

5) w art. 12:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. W certyfikacji ogólnej właściciel jednostki fizycznej lub jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej albo podmiot przez niego upoważniony składa operatorowi wniosek o wpis tej jednostki do rejestru, zwany dalej „wnioskiem o rejestrację.”,

b) w ust. 2:

– pkt 6 otrzymuje brzmienie:

„6) zgłoszenie danej jednostki fizycznej do udziału w najbliższej aukcji głównej lub w jednej lub w większej liczbie aukcji dodatkowych wraz ze wskazaniem kwartałów albo oświadczenie o nieuczestniczeniu w najbliższej aukcji głównej lub w aukcjach dodatkowych;”,

– uchyla się pkt 8,

c) dodaje się ust. 5–7 w brzmieniu:

„5. W przypadku składania wniosku o rejestrację jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej wniosek o rejestrację zawiera:

- 1) informacje, o których mowa w ust. 2 pkt 6 i 9;
- 2) dane podmiotu, który będzie pełnił funkcję dostawcy mocy;
- 3) planowaną łączną moc osiągalną wszystkich jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania, które wejdą w skład danej jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej;
- 4) plan działalności, wykonany zgodnie z wytycznymi zawartymi w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 82.

6. Wpis do rejestru jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej uprawnia tę jednostkę do udziału w najbliższej certyfikacji do aukcji głównej oraz najbliższej certyfikacji do aukcji dodatkowych.

7. Określenie wszystkich informacji, o których mowa w ust. 2, w odniesieniu do jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania wchodzących w skład jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej następuje przed przeprowadzeniem testu redukcji zapotrzebowania, o którym mowa w art. 52 ust. 1.”;

6) w art. 13 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. W przypadku gdy wniosek o rejestrację nie spełnia wymogów określonych w art. 12 ust. 2 i 5, operator wzywa wnioskodawcę do usunięcia wad lub braków formalnych wniosku w terminie określonym w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 82.”;

7) w art. 14:

a) dotychczasową treść oznacza się jako ust. 1,

b) w ust. 1:

– pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) sumę mocy osiągalnej netto wszystkich jednostek fizycznych zgłoszonych do certyfikacji ogólnej w podziale na: jednostki fizyczne wytwórcze planowane i istniejące, jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania, jednostki redukcji zapotrzebowania planowane, jednostki fizyczne wytwórcze będące magazynem energii elektrycznej oraz jednostki fizyczne zagraniczne;”;

– po pkt 4 dodaje się pkt 4a w brzmieniu:

„4a) informację o przewidywanych dostępnych zdolnościach przesyłowych dla poszczególnych stref określonych w art. 6 ust. 6;”;

– uchyla się pkt 5,

c) dodaje się ust. 2 w brzmieniu:

„2. Operator, w terminie 28 dni od zakończenia certyfikacji ogólnej, przedkłada Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii proponowane 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.”;

8) w art. 15:

a) w ust. 1 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„W certyfikacji do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych właściciel jednostki fizycznej, jednostki fizycznej zagranicznej albo jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej lub podmiot przez niego upoważniony do dysponowania tą jednostką na rynku mocy składa operatorowi wniosek o:”,

b) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Wniosek o certyfikację może dotyczyć jednostek fizycznych, jednostek fizycznych zagranicznych albo jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych wpisanych do rejestru, z wpisem ważnym w chwili rozpoczęcia certyfikacji do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych.”,

c) ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. Jednostka rynku mocy objęta obowiązkiem mocowym na dany rok dostaw lub jednostka fizyczna, wchodząca w skład takiej jednostki rynku mocy, nie może zostać zgłoszona do certyfikacji do aukcji dodatkowych dotyczących tego samego roku.”,

d) dodaje się ust. 5 w brzmieniu:

„5. Jednostka rynku mocy, składająca się z jednostek fizycznych wytwarzających rocznie więcej niż 30% energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, może wziąć udział zarówno w aukcji głównej, jak i aukcji dodatkowej na ten sam rok dostaw, z zastrzeżeniem, że suma oferowanych obowiązków mocowych przez tę jednostkę nie może być wyższa niż iloczyn mocy osiągalnej netto i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności dla tej jednostki.”;

9) w art. 16:

a) w ust. 1:

– pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) jednostki fizycznej wytwórczej o mocy osiągalnej netto nie mniejszej niż 2 MW;”,

– pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) grupy jednostek fizycznych wytwórczych, których łączna moc osiągalna netto wynosi nie mniej niż 2 MW, lecz nie więcej niż 50 MW, a maksymalna moc osiągalna netto pojedynczej jednostki fizycznej w grupie tych jednostek jest nie większa niż 10 MW;”,

- pkt 5 otrzymuje brzmienie:
 - „5) jednej jednostki fizycznej zagranicznej wytwórczej o mocy osiągalnej netto nie mniejszej niż 2 MW;”,
- w pkt 6 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 7–11 w brzmieniu:
 - „7) grupy jednostek fizycznych zagranicznych wytwórczych, których łączna moc osiągalna netto wynosi nie mniej niż 2 MW, lecz nie więcej niż 50 MW, a maksymalna moc osiągalna netto pojedynczej jednostki fizycznej w grupie tych jednostek jest nie większa niż 10 MW;
 - 8) grupy jednostek fizycznych zagranicznych redukcji zapotrzebowania, których łączna moc osiągalna redukcji zapotrzebowania wynosi nie mniej niż 2 MW, lecz nie więcej niż 50 MW;
 - 9) jednej jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej o mocy osiągalnej redukcji zapotrzebowania nie mniejszej niż 2 MW;
 - 10) grupy jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych, których łączna moc osiągalna redukcji zapotrzebowania wynosi nie mniej niż 2 MW, lecz nie więcej niż 50 MW;
 - 11) grupy składającej się z co najmniej jednej jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania i co najmniej jednej jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej, których łączna moc osiągalna redukcji zapotrzebowania wynosi nie mniej niż 2 MW, lecz nie więcej niż 50 MW.”,
- b) w ust. 2 pkt 1 otrzymuje brzmienie:
 - „1) w odniesieniu do której wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii będzie w danym roku dostaw przysługiwało prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, inna niż:
 - a) instalacja spalania wielopaliwowego w rozumieniu art. 2 pkt 15 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii lub
 - b) układ hybrydowy w rozumieniu art. 2 pkt 34 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii;”,
- c) dodaje się ust. 4 w brzmieniu:
 - „4. W trakcie certyfikacji do aukcji mocy operator tworzy jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego i wpisuje je do rejestru.”;

10) w art. 17 dodaje się ust. 3–5 w brzmieniu:

„3. Uczestnik aukcji wstępnej, który w wyniku aukcji wstępnej właściwej dla danej aukcji mocy został wpisany do rejestru rynku mocy, może ubiegać się o utworzenie jednostki rynku mocy składającej się z jednej lub większej liczby jednostek fizycznych zagranicznych w miejsce każdej przyjętej oferty.

4. Łączna wielkość obowiązku mocowego, którą zamierza oferować uczestnik aukcji wstępnej jako dostawca mocy, jest nie mniejsza niż 2 MW i nie większa od wielkości wynikającej z zaakceptowanej oferty oraz nie większa od sumy iloczynów mocy osiągalnych poszczególnych jednostek fizycznych zagranicznych i właściwych korekcyjnych współczynników dyspozycyjności.

5. Dostawcą mocy w odniesieniu do jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego jest wyłącznie operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, z którym jednostka ta łączy system.”;

11) w art. 19:

a) w ust. 1:

– pkt 1 i 2 otrzymują brzmienie:

„1) 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;

2) wystawione przez operatora lub właściwego ze względu na lokalizację operatora systemu dystrybucyjnego potwierdzenie spełniania określonych w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 82, wymogów technicznych, niezbędnych do poprawnego prowadzenia rozliczeń, przez wszystkie układy pomiarowe jednostek fizycznych wchodzących w skład jednostki rynku mocy;”;

– pkt 5 otrzymuje brzmienie:

„5) informacje potwierdzające zdolność dostawy mocy osiągalnej netto przez poszczególne jednostki fizyczne wchodzące w skład jednostki rynku mocy w okresie dostaw przez nieprzerwany okres nie krótszy niż 4 godziny, w tym informacje o zastosowanej technologii i sposobie zapewnienia dostępności odpowiedniej ilości paliwa na potrzeby wykonania obowiązku mocowego;”;

- w pkt 6:
 - lit. a otrzymuje brzmienie:
 - „a) szybkość zmian wielkości wytwarzania energii elektrycznej przez jednostki fizyczne wchodzące w skład jednostki rynku mocy,”,
 - po lit. b dodaje się lit. ba i bb w brzmieniu:
 - „ba) minimum techniczne wytwarzania energii elektrycznej, przy którym jednostka fizyczna wytwórcza może pracować przez nieprzerwany okres nie krótszy niż 4 godzin, bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki, wyrażone w stosunku do mocy osiągalnej netto,
 - bb) jednostkowe wskaźniki emisji: dwutlenku węgla, siarki, tlenków azotu oraz pyłów,”,
- b) w ust. 2 pkt 2 otrzymuje brzmienie:
 - „2) w przypadku ubiegania się o zawarcie umowy mocowej na okres dłuższy niż 1 rok dostaw – niezależną ekspertyzę potwierdzającą:
 - a) nakłady finansowe, o których mowa w pkt 1, oraz
 - b) planowane spełnienie przez jednostkę fizyczną, wchodzącą w skład nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, 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) (Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, str. 17, z późn. zm.²⁾) 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 (Dz. Urz. UE L 313 z 28.11.2015, str. 1);”,
- c) w ust. 3 pkt 4 otrzymuje brzmienie:
 - „4) w przypadku ubiegania się o zawarcie umowy mocowej na okres dłuższy niż 1 rok dostaw – niezależną ekspertyzę potwierdzającą:
 - a) nakłady finansowe, o których mowa w pkt 1, oraz
 - b) planowane spełnienie przez jednostkę fizyczną, wchodzącą w skład modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej, wymagań

²⁾ Zmiana wymienionej dyrektywy została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 158 z 19.06.2012, str. 25.

emisyjnych zgodnie z dyrektywami, o których mowa w ust. 2 pkt 2 lit. b);”

d) ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. Dostawca mocy, który ubiega się o utworzenie jednostki rynku mocy składającej się z jednej lub większej liczby jednostek fizycznych zagranicznych:

- 1) przedkłada informacje, o których mowa w ust. 1 pkt 1 oraz 4–8;
- 2) w przypadku certyfikacji do aukcji dodatkowych – wskazuje kwartały roku dostaw, w odniesieniu do których zamierza brać udział w aukcjach dodatkowych;
- 3) przedkłada potwierdzenie wystawione przez operatora systemu przesyłowego, właściwego ze względu na lokalizację jednostki fizycznej zagranicznej, zgodności ze stanem faktycznym parametrów technicznych oraz lokalizacji wszystkich jednostek fizycznych zagranicznych wchodzących w skład danej jednostki rynku mocy;
- 4) przedkłada zobowiązanie operatora systemu przesyłowego, właściwego ze względu na lokalizację jednostki fizycznej zagranicznej, do przekazywania operatorowi danych pomiarowo-rozliczeniowych oraz danych o składanych przez jednostkę fizyczną zagraniczną ofertach wytwarzania lub redukcji poboru energii elektrycznej, umożliwiających weryfikację oraz rozliczenie wykonania obowiązku mocowego, na warunkach i w sposób określony w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 82.”;

12) w art. 20:

a) po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:

„1a. W przypadku gdy w skład jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania wchodzi jednostka redukcji zapotrzebowania planowana, potwierdzenie, o którym mowa w art. 19 ust. 1 pkt 2, nie jest wymagane w odniesieniu do tej jednostki rynku mocy.”

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

„2a. W przypadku gdy dostawca mocy ubiega się o zawarcie umowy mocowej dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania na okres dłuższy niż 1 okres dostaw w aukcji głównej, wniosek o certyfikację tej jednostki, oprócz informacji wymaganych zgodnie z ust. 1, zawiera:

- 1) planowane lub poniesione nakłady finansowe oraz zakres rzeczowy prac związanych z tymi nakładami;

- 2) niezależną ekspertyzę potwierdzającą:
 - a) nakłady finansowe, o których mowa w pkt 1, oraz
 - b) w przypadku gdy w skład jednostki rynku mocy wchodzi co najmniej jedno źródło wytwórcze – parametry techniczne wszystkich źródeł 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 dyrektywami, o których mowa w art. 19 ust. 2 pkt 2 lit. b.”;
- 13) w art. 22 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. W przypadku gdy wniosek o certyfikację nie spełnia wymogów określonych w art. 15, art. 16 ust. 1 i 2, art. 19 lub art. 20, lub w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 82, operator wzywa składającego wniosek do usunięcia wad lub braków formalnych wniosku w sposób i w terminie określonym w tym regulaminie.”;
- 14) w art. 24:
 - a) w ust. 1:
 - pkt 9 otrzymuje brzmienie:

„9) informację o liczbie okresów dostaw, na którą dostawca mocy zamierza zawrzeć umowę mocową w wyniku aukcji głównej – w przypadku nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej lub jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, o której mowa w art. 20 ust. 3.”,
 - uchyla się pkt 10,
 - b) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. W przypadku gdy dostawca mocy nie zawarł w wyniku aukcji głównej umowy mocowej:

 - 1) certyfikat wydany dla tej jednostki wygasa z dniem ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji mocy – w odniesieniu do nowej jednostki rynku mocy wytwórczej;
 - 2) jednostka staje się istniejącą jednostką rynku mocy, a jej moc osiągalna jest równa wielkości określonej w ust. 1 pkt 6 – w odniesieniu do modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej;
 - 3) certyfikat wydany dla jednostki rynku mocy, innej niż określona w pkt 1 i 2, może po zakończeniu tej aukcji mocy zostać wygaszony przez operatora na wniosek dostawcy mocy.”,

- c) uchyla się ust. 3;
- 15) w art. 25:
- a) w ust. 1 pkt 3 otrzymuje brzmienie:
- „3) modernizowaną jednostkę rynku mocy wytwórczą – jeżeli dostawca mocy wykazał we wniosku o certyfikację, że jednostka fizyczna wytwórcza istniejąca spełnia parametr, o którym mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. b.”,
- b) w ust. 4 pkt 1–3 otrzymują brzmienie:
- „1) w przypadku nowej jednostki rynku mocy wytwórczej spełniającej parametr, o którym mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a, na nie więcej niż piętnaście kolejnych okresów dostaw;
- 2) w przypadku nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej albo jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, o której mowa w art. 20 ust. 2a, spełniającej parametr, o którym mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. b, na nie więcej niż pięć kolejnych okresów dostaw;
- 3) w przypadku istniejącej jednostki rynku mocy wytwórczej oraz jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, innej niż określona w pkt 2, lub nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, innej niż określona w pkt 1 i 2 – na jeden okres dostaw, w toku aukcji głównej;”
- c) po ust. 4 dodaje się ust. 4a w brzmieniu:
- „4a. W odniesieniu do jednostki rynku mocy, o której mowa w ust. 4 pkt 1 lub 2, w przypadku gdy:
- 1) jednostka taka spełni jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla na poziomie mniejszym lub równym 450 kg na 1 megawatogodzinę wytwarzanej energii, albo
- 2) co najmniej połowa wytworzonego ciepła w tej jednostce dostarczana jest do systemu ciepłowniczego, w którym nośnikiem ciepła jest gorąca woda – dostawca mocy jest uprawniony do zawarcia umowy mocowej na okres dostaw dłuższy o dwa lata, niż określony odpowiednio w ust. 4 pkt 1 lub 2.”;
- 16) w art. 27 pkt 1 otrzymuje brzmienie:
- „1) liczbę utworzonych jednostek rynku mocy oraz sumę iloczynów ich mocy osiągalnej netto i korekcyjnych współczynników dyspozycyjności, w podziale na: jednostki rynku mocy wytwórcze istniejące, modernizowane i nowe, jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, jednostki rynku mocy wytwórcze będące

magazynem energii elektrycznej, jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych oraz jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego;”;

17) w art. 29 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Operator do dnia 1 marca każdego roku ogłasza datę:

- 1) aukcji głównej – przypadającą w okresie między 1 a 22 grudnia w roku ogłoszenia aukcji;
- 2) aukcji dodatkowych – przypadającą w pierwszym kwartale w roku następującym po roku ogłoszenia aukcji.”;

18) w art. 30 po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:

„3a. W odniesieniu do jednostek rynku mocy składających się z:

- 1) jednostek fizycznych zagranicznych – przyjmuje się, że oferta wyjścia została złożona po cenie równej cenie określonej w ofercie przyjętej w aukcji wstępnej, w oparciu o którą jednostka rynku mocy została certyfikowana;
- 2) jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego – przyjmuje się, że oferta wyjścia składana jest zgodnie z zasadami określonymi w umowie, o której mowa w art. 6 ust. 3.”;

19) w art. 32:

a) w ust. 1:

– pkt 4 otrzymuje brzmienie:

„4) jednostkowe poziomy nakładów inwestycyjnych odniesione do mocy osiągalnej netto, warunkujące kwalifikację jednostki rynku mocy jako:

- a) nowej jednostki rynku mocy wytwórczej uprawnionej do oferowania obowiązków mocowych na nie więcej niż 15 okresów dostaw w aukcji głównej,
- b) nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej albo jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania – uprawnionej do oferowania obowiązków mocowych na nie więcej niż 5 okresów dostaw w aukcji głównej;”;

– w pkt 6 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 7 w brzmieniu:

„7) maksymalne wolumeny obowiązków mocowych dla stref, o których mowa w art. 6 ust. 6.”;

b) uchyla się ust. 2,

- c) w ust. 3:
- wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:
„Jednostkowe poziomy nakładów inwestycyjnych, o których mowa w ust. 1 pkt 4, poniesionych lub planowanych do poniesienia w okresie od stycznia piątego roku przed rokiem dostaw a rokiem dostaw dotyczą:”,
 - w pkt 2 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 3 w brzmieniu:
„3) w przypadku jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania – nakładów finansowych na dostosowanie urządzeń odbiorcy do możliwości świadczenia usług redukcji zapotrzebowania, na budowę magazynu energii lub wewnętrznego źródła wytwarzania energii elektrycznej, które będą stanowiły część urządzeń odbiorcy końcowego energii elektrycznej.”,
- d) uchyla się ust. 4 i 5;
- 20) w art. 33 w pkt 3 lit. d otrzymuje brzmienie:
„d) połączeń międzysystemowych z uwzględnieniem możliwości ich wykorzystania na potrzeby pokrycia zapotrzebowania na moc w systemie oraz wyników aukcji wstępnych.”;
- 21) art. 34 otrzymuje brzmienie:
„Art. 34. 1. Minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określa, w drodze rozporządzenia, parametry najbliższej aukcji wstępnej, parametry najbliższej aukcji głównej i najbliższych aukcji dodatkowych, o których mowa w art. 32 ust. 1 i 6, mając na względzie politykę energetyczną państwa, adekwatność stosowanych parametrów do potrzeb systemu, zapewnienie bezpieczeństwa systemu, równoprawne i niedyskryminacyjne traktowanie dostawców mocy oraz mając na względzie przewidywaną dostępność zdolności przesyłowych oraz ich udział w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.
2. Minister właściwy do spraw energii wydaje rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, nie później niż 18 tygodni przed rozpoczęciem każdej aukcji głównej.”;
- 22) uchyla się art. 35;
- 23) w art. 36 w ust. 1 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:
„W przypadku wystąpienia awarii dedykowanego systemu teleinformatycznego, za pomocą którego aukcja jest lub ma zostać przeprowadzona.”;

24) w art. 37:

a) w ust. 1 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) zakończyła się runda, w której łączna wielkość obowiązków mocowych, dla których nie zostały złożone oferty wyjścia, z uwzględnieniem złożonych oświadczeń o rezygnacji z modernizacji, jest nie większa niż popyt na moc lub”,

b) w ust. 2 uchyla się pkt 3,

c) ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Na potrzeby wyznaczenia listy jednostek rynku mocy, które zostaną objęte umowami mocowymi w wyniku aukcji mocy, w przypadku jednostek, w odniesieniu do których złożono oferty wyjścia z jednakową ceną, oferty szereguje się w pierwszej kolejności według kolejnych najniższych jednostkowych wskaźników emisji dwutlenku węgla, a w drugiej kolejności według czasu złożenia ofert wyjścia.”,

d) uchyla się ust. 7 i 8,

e) dodaje się ust. 9 w brzmieniu:

„9. W przypadku zakończenia aukcji mocy, w wyniku której obowiązkiem mocowym zostały objęte jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych, ceną obowiązków mocowych dla wszystkich takich jednostek w poszczególnych strefach, o których mowa w art. 6 ust. 6, jest najwyższa cena w ofercie wyjścia dotyczącej jednostki rynku mocy objętej obowiązkiem mocowym zlokalizowanej w danej strefie.”;

25) w art. 39 w ust. 1 pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) cenę zamknięcia aukcji mocy.”;

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

„Art. 40a. 1. 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.

2. Minister właściwy do spraw energii przedstawia, do dnia 30 kwietnia, sprawozdanie, o którym mowa w ust. 1, Prezesowi Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

3. Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów przekazuje Komisji Europejskiej, corocznie do dnia 31 maja, sprawozdanie, o którym mowa w ust. 1.”;

27) po art. 42 dodaje się art. 42a w brzmieniu:

„Art. 42a. W przypadku jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego, umowa, o której mowa w art. 6 ust. 3, z chwilą powstania obowiązku mocowego tej jednostki w wyniku aukcji mocy, staje się umową mocową, o której mowa w art. 41.”;

28) w art. 43 ust. 4 i 5 otrzymują brzmienie:

„4. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego staje się należne z dniem rozpoczęcia okresu dostaw.

5. Jeżeli umowa mocowa dotyczy nowej albo modernizowanej jednostki rynku mocy albo jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, o której mowa w art. 20 ust. 2a, wynagrodzenie staje się należne pod warunkiem wykazania przez dostawcę mocy spełnienia wymagań, o których mowa w art. 51.”;

29) w art. 45 dodaje się ust. 3 w brzmieniu:

„3. W przypadku gdy umowa mocowa dotyczy jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, o której mowa w art. 20 ust. 2a, a dostawca mocy nie spełnił obowiązku, o którym mowa w art. 51 ust. 2 pkt 2 lub 3, czas trwania umowy mocowej ulega skróceniu do jednego roku, a operator zatrzymuje zabezpieczenie finansowe, o którym mowa w art. 49 ust. 1, jako karę za niewykonanie umowy mocowej.”;

30) w art. 47 w ust. 2:

a) w pkt 1 lit. b otrzymuje brzmienie:

„b) jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w tym samym systemie przesyłowym, z tym że zastrzega się, że obowiązek mocy jednostki rynku mocy składających 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. b średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. c–e w brzmieniu:

„c) jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania, które nie wykonały testu zdolności redukcji zapotrzebowania,

d) jednostek rynku mocy, które zakończyły testowy okres zagrożenia z wynikiem negatywnym – do dnia otrzymania zgłoszenia, o którym mowa w art. 66 ust. 10,

- e) jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego;”;

31) w art. 49:

- a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. W przypadku udziału w aukcji wstępnej lub wydania certyfikatu warunkowego, o którym mowa w art. 26 ust. 1, odpowiednio uczestnik aukcji wstępnej lub dostawca mocy jest obowiązany do ustanowienia na rzecz operatora zabezpieczenia finansowego.”,

- b) dodaje się ust. 3 i 4 w brzmieniu:

„3. Po opublikowaniu wyników aukcji wstępnej operator bezzwłocznie zwraca uczestnikowi aukcji wstępnej zabezpieczenia finansowe:

- 1) wniesione w odniesieniu do ofert, które nie zostały przyjęte;
- 2) w zakresie różnicy 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 ilości jednostek fizycznych zagranicznych operator niezwłocznie zwalnia zabezpieczenie finansowe wniesione przed aukcją wstępną w wysokości równej iloczynowi stawki zabezpieczenia oraz wielkości obowiązków mocowych, które dostawca mocy zamierza oferować w danej aukcji mocy w odniesieniu do tej jednostki rynku mocy. Pozostałą część zabezpieczenia finansowego operator zatrzymuje.”;

32) w art. 50 w ust. 2:

- a) pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) wysokość zabezpieczenia finansowego odniesioną do wielkości obowiązku mocowego wnoszonego przez dostawcę mocy oraz wysokość zabezpieczenia finansowego wnoszonego przez uczestnika aukcji wstępnej;”,

- b) pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) termin ustanowienia i zwrotu zabezpieczenia finansowego dostawcom mocy oraz uczestnikom aukcji wstępnych;”;

33) w art. 51 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Dostawca mocy, który w wyniku aukcji głównej zawarł umowę mocową na więcej niż 1 rok dostaw, przed rozpoczęciem pierwszego okresu dostaw, którego dotyczy zawarta umowa mocowa, przedstawia operatorowi:

- 1) w przypadku nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy – dokumenty potwierdzające możliwość dostarczenia mocy przez tę jednostkę, w wielkości nie mniejszej niż 95% iloczynu mocy osiągalnej netto jednostki i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności, określonych w certyfikacie, przez ciągłą pracę przez okres co najmniej godziny;
- 2) zrealizowanie zakresu rzeczowego inwestycji oraz planowanych nakładów finansowych na tę jednostkę rynku mocy;
- 3) niezależną ekspertyzę potwierdzającą:
 - a) poniesienie nakładów finansowych, o których mowa odpowiednio w art. 19 ust. 2 pkt 1, ust. 3 pkt 1 lub art. 20 ust. 2a pkt 1, oraz
 - b) spełnienie wymaganych standardów emisyjnych, o których mowa odpowiednio w art. 19 ust. 2 pkt 2 lit. b, ust. 3 pkt 4 lit. b, lub parametrów technicznych, o których mowa w art. 20 ust. 2a pkt 2 lit. b;
- 4) wielkość udzielonej pomocy publicznej, o której mowa w art. 61 ust. 1.”;

34) w art. 52 po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:

„2a. Zgłoszenie, o którym mowa w ust. 2, nie może dotyczyć jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, w której skład wchodzi jednostka redukcji zapotrzebowania planowana, która nie została zastąpiona w całości przez dostawcę mocy jedną lub większą ilością jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania.”;

35) w art. 53 pkt 2–4 otrzymują brzmienie:

- „2) otrzymania potwierdzenia, o którym mowa w art. 52 ust. 3 pkt 1, albo w przypadku zawarcia umowy mocowej na więcej niż 1 rok dostaw – otrzymania tego potwierdzenia i przedstawienia dokumentów, o których mowa w art. 51 ust. 2;
- 3) otrzymania potwierdzenia, o którym mowa w art. 52 ust. 4, albo w przypadku zawarcia umowy mocowej na więcej niż 1 rok dostaw – otrzymania tego potwierdzenia i przedstawienia dokumentów, o których mowa w art. 51 ust. 2, z zastrzeżeniem, że w obu tych przypadkach operator zwraca zabezpieczenie finansowe pomniejszone proporcjonalnie o wartość wynikającą z wyniku testu zdolności redukcji zapotrzebowania;

- 4) stwierdzenia wygaśnięcia certyfikatu, na wniosek dostawcy mocy, zgodnie z art. 24 ust. 2 pkt 3;”;
- 36) w art. 54:
- a) w ust. 3:
- pkt 2 otrzymuje brzmienie:
„2) jednostek fizycznych oraz jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych uzyskane w certyfikacji ogólnej;”;
 - pkt 5 otrzymuje brzmienie:
„5) wyników aukcji wstępnych, w tym wybranych ofert;”;
- b) ust. 4 i 5 otrzymują brzmienie:
- „4. Wpis do rejestru dotyczący certyfikacji ogólnej zachowuje ważność do rozpoczęcia certyfikacji ogólnej w kolejnym roku.
5. Operator zapewnia wgląd do rejestru ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi URE, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.”;
- 37) w art. 56:
- a) w ust. 1 pkt 2 i 3 otrzymują brzmienie:
- „2) dostarczeniu mocy elektrycznej do systemu w okresach zagrożenia w wielkości równej skorygowanemu obowiązkowi mocowemu, o którym mowa w art. 57 ust. 1 – w przypadku jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w systemie oraz jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego, lub
- 3) dostarczeniu mocy elektrycznej do systemu przesyłowego państwa członkowskiego Unii Europejskiej, bezpośrednio połączonego z systemem, lub pozostawanie w gotowości do dostarczenia mocy, w okresach zagrożenia w wielkości równej skorygowanemu obowiązkowi mocowemu, o którym mowa w art. 57 ust. 1 – w przypadku jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych zagranicznych zlokalizowanych w tym systemie.”;
- b) w ust. 3:
- wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:
„Dostawca mocy wykonuje obowiązek mocowy w zakresie dostarczenia mocy w okresie zagrożenia dla jednostki rynku mocy zlokalizowanej w systemie.”;

– w pkt 2 lit. b otrzymuje brzmienie:

„b) czasowe ograniczenie poboru energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej – w przypadku jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania.”,

c) po ust. 3 dodaje się ust. 3a–3e w brzmieniu:

„3a. Dostawca mocy wykonuje obowiązek mocowy w zakresie dostarczenia mocy w testowym okresie zagrożenia dla jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych zagranicznych przez:

- 1) wytwarzanie energii elektrycznej – w przypadku jednostki rynku mocy zagranicznej wytwórczej;
- 2) czasowe ograniczenie poboru energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej – w przypadku jednostki rynku mocy zagranicznej redukcji zapotrzebowania.

3b. Skorygowany obowiązek mocowy uznaje się za wykonany w okresie zagrożenia przez jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego, jeżeli zmierzony przepływ mocy ze strefy, o której mowa w art. 6 ust. 6, w której zlokalizowana jest dana jednostka, był w okresie zagrożenia większy lub równy sumie wszystkich wielkości skorygowanego obowiązku mocowego przynależnych do wykonania przez jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego zlokalizowane w danej strefie.

3c. W przypadku strefy profilu synchronicznego, o której mowa w art. 6 ust. 6 pkt 1, jeżeli nastąpiło niewykonanie obowiązku mocowego zgodnie z ust. 3b, niewykonanie obowiązku mocowego przez poszczególne jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego jest:

- 1) proporcjonalne do wielkości obowiązku mocowego danej jednostki rynku mocy i odwrotnie proporcjonalne do sumy obowiązków mocowych wszystkich jednostek rynku mocy w danej strefie – jeżeli operator i wszyscy dostawcy mocy posiadający jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego udostępnili zdolności przesyłowe odpowiadające odpowiednio co najmniej skorygowanym obowiązkom mocowym poszczególnych jednostek;
- 2) proporcjonalne do brakującej wielkości zdolności przesyłowych udostępnionych w odniesieniu do danego połączenia międzysystemowego i odwrotnie proporcjonalne do sumy wszystkich brakujących zdolności

przesyłowych udostępnionych w odniesieniu do wszystkich połączeń międzysystemowych w danej strefie – jeżeli dla jednego bądź większej ilości połączeń międzysystemowych operator lub dostawcy mocy nie udostępnili zdolności przesyłowych w wielkości równej lub wyższej od wielkości skorygowanych obowiązków mocowych jednostek rynku mocy odpowiadających poszczególnym połączeniom międzysystemowym.

3d. Skorygowany obowiązek mocowy uznaje się za wykonany w okresie zagrożenia przez jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych, jeżeli:

- 1) zmierzony przepływ mocy ze strefy, o której mowa w art. 6 ust. 6, w której zlokalizowana jest dana jednostka, był w okresie zagrożenia większy lub równy sumie wszystkich wielkości skorygowanego obowiązku mocowego przynależnych do wykonania przez jednostki rynku mocy zlokalizowane w danej strefie, albo
- 2) moc dostarczana przez daną jednostkę do systemu bezpośrednio połączonego z systemem w wyniku wytwarzania lub obniżenia poboru energii elektrycznej była nie niższa od skorygowanego obowiązku mocowego tej jednostki, albo
- 3) moc dostarczana przez daną jednostkę do systemu bezpośrednio połączonego z systemem w wyniku wytwarzania energii elektrycznej lub redukcji zapotrzebowania, powiększona o niewykorzystane ważne oferty wytwarzania lub obniżenia poboru energii elektrycznej złożone przez tę jednostkę na giełdzie energii, była nie niższa od skorygowanego obowiązku mocowego tej jednostki, albo
- 4) moc dostarczana przez daną jednostkę do systemu bezpośrednio połączonego z systemem w wyniku wytwarzania energii elektrycznej lub redukcji zapotrzebowania, powiększona o niewykorzystane ważne oferty wytwarzania lub obniżenia poboru energii elektrycznej złożone przez tę jednostkę na giełdzie energii i rynku bilansującym, była nie niższa od skorygowanego obowiązku mocowego tej jednostki.

3e. W przypadku jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania składających się z jednostek fizycznych zagranicznych redukcji zapotrzebowania, warunek ważności oferty, o którym mowa w ust. 3d pkt 3 i 4, obejmuje wysokość oferty cenowej na redukcję zapotrzebowania nie wyższą od dwukrotności średniej ceny na giełdzie energii elektrycznej w danym roku dostaw.”,

d) ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. Operator ogłasza okres zagrożenia, publikując ostrzeżenia na swojej stronie internetowej i dokonując wpisu w rejestrze. Ostrzeżenie publikuje się nie później niż osiem godzin przed rozpoczęciem okresu zagrożenia.”;

38) w art. 57 ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. Przy rozliczaniu wykonania obowiązku mocowego w zakresie dostarczenia mocy w okresie zagrożenia uwzględnia się brak możliwości dostarczenia mocy w wyniku ograniczeń sieciowych wynikających z poleceń ruchowych operatora lub operatora systemu dystrybucyjnego.”;

39) w art. 58:

a) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Wysokość kary, o której mowa w ust. 1, oblicza się jako iloczyn wielkości niewykonanego obowiązku mocowego oraz jednostkowej stawki kary obliczonej w sposób określony w przepisach wydanych na podstawie art. 67.”,

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

„2a. W przypadku gdy niewykonanie obowiązku mocowego dotyczy jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego:

- 1) jeżeli, udostępnione przez operatora, zdolności wymiany transgranicznej na połączeniach międzysystemowych dotyczących danej jednostki rynku mocy były równe co najmniej obowiązkowi mocowemu tej jednostki, a udostępnione przez dostawcę mocy zdolności wymiany transgranicznej były niższe od obowiązku mocowego – kara naliczana jest dostawcy mocy;
- 2) jeżeli, udostępnione przez dostawcę mocy, zdolności wymiany transgranicznej na połączeniach międzysystemowych dotyczących danej jednostki rynku mocy były równe co najmniej obowiązkowi mocowemu tej jednostki, a udostępnione przez operatora zdolności wymiany transgranicznej były niższe od obowiązku mocowego – kara naliczana jest operatorowi;
- 3) w przypadkach innych niż określone w pkt 1 i 2 – kara naliczana jest operatorowi i dostawcy mocy w częściach równych.”,

c) po ust. 4 dodaje się ust. 4a w brzmieniu:

„4a. W przypadkach kar, o których mowa w ust. 2a, przepisy ust. 3 i 4 stosuje się odpowiednio, traktując operatora i dostawcę mocy łącznie jak jednego dostawcę mocy.”;

40) w art. 59:

a) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Określona w umowie mocowej cena obowiązku mocowego jest ceną zamknięcia aukcji głównej albo aukcji dodatkowej.”,

b) uchyla się ust. 5;

41) art. 63 otrzymuje brzmienie:

„Art. 63. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego dla jednostki rynku mocy składającej się z:

- 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;
- 2) jednostki fizycznej połączenia międzysystemowego – dzieli się w równych częściach między dostawcę mocy i operatora.”;

42) w art. 65 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Dostawca mocy, który w danym okresie zagrożenia dostarczył moc ponad skorygowany obowiązek mocowy jednostki rynku mocy zlokalizowanej w systemie, otrzymuje premię wynikającą z redystrybucji środków pieniężnych z kar za niewykonanie obowiązku mocowego, o ile zostały naliczone, zwaną dalej „premią”.”;

43) w art. 66:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Po zakończeniu każdego kwartału w roku dostaw, dostawca mocy, który był stroną umowy mocowej, wykazuje operatorowi zdolność do wykonania obowiązku mocowego w stosunku do każdej z jednostek rynku mocy, której dotyczy umowa mocowa.”,

b) uchyla się ust. 8,

c) ust. 9 otrzymuje brzmienie:

„9. W przypadku negatywnego wyniku testowego okresu zagrożenia, dostawca mocy każdorazowo uiszcza karę za niewykonanie obowiązku mocowego. Przepisy art. 58 ust. 2 i 3–5 stosuje się odpowiednio.”;

44) w art. 67 w ust. 2 pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) procedurę ogłaszania okresu zagrożenia oraz przypadki, w których operator może nie ogłaszać okresu zagrożenia mimo obniżenia się nadwyżki mocy dostępnej w procesach planowania dobowego pracy systemu poniżej wartości wymaganej;”;

45) w art. 68 ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej uznaje się za odbiorcę końcowego w części, w jakiej na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym otrzymuje ono lub pobiera z sieci energię elektryczną i zużywa ją na własny użytek. Do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zużytej na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.”;

46) w art. 73 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Całkowity koszt rynku mocy w danym roku dostaw, na potrzeby kalkulacji stawek opłaty mocowej, oblicza się zgodnie z wzorem:

$$K_C = K_{AG} + K_{AD} + K_R - B$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_C – całkowity koszt rynku mocy w danym roku dostaw,

K_{AG} – suma iloczynów obowiązków mocowych i cen zamknięcia aukcji głównej na dany rok dostaw,

K_{AD} – suma iloczynów obowiązków mocowych i odpowiednich cen zamknięcia aukcji dodatkowych na dany rok dostaw,

K_R – koszty, o których mowa w art. 76 ust. 3 i 4,

B – prognozowany stan środków pieniężnych na rachunku opłaty mocowej na dzień 31 grudnia danego roku, bez uwzględniania wpływów z kar za niewykonanie obowiązku mocowego w danym roku.”;

47) w art. 76 dodaje się ust. 7 i 8 w brzmieniu:

„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. 16 ust. 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 oraz na pokrycie kosztów operatora, z którym została zawarta umowa, o której mowa w art. 6 ust. 4.

8. Przychody z wynagrodzenia, o którym mowa w art. 63 pkt 2, operator wykorzystuje w sposób określony w art. 16 ust. 6 rozporządzenia, o którym mowa w ust. 7.”;

48) w art. 77:

a) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Zmniejszenie lub rozwiązanie rezerwy, o której mowa w ust. 3, następuje w miesiącu, w którym:

- 1) operator zaliczy do kosztów uzyskania przychodów w rozumieniu ustawy wymienionej w ust. 1 wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego lub premię, o której mowa w art. 65 ust. 1, w wysokości tego wynagrodzenia lub premii, pomniejszonych o należny podatek od towarów i usług, albo
- 2) ustaną przyczyny jej utworzenia.”,

b) dodaje się ust. 6 w brzmieniu:

„6. Równowartość zmniejszonej lub rozwiązanej rezerwy, o której mowa w ust. 3, stanowi u operatora przychód w rozumieniu ustawy wymienionej w ust. 1, w dacie dokonania tej czynności.”;

49) w art. 78 pkt 6 otrzymuje brzmienie:

„6) aukcji wstępnej”;

50) w art. 82:

a) w pkt 1 w lit. i średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. j w brzmieniu:

„j) wytyczne w zakresie planu działalności przedstawianego przez jednostkę redukcji zapotrzebowania planowaną;”;

b) w pkt 2 lit. b otrzymuje brzmienie:

„b) uzyskiwania dostępu i korzystania z dedykowanego systemu teleinformatycznego, w tym wymagania techniczne dla użytkowników tego systemu,”;

c) w pkt 5 uchyla się lit. e,

d) pkt 9 i 10 otrzymują brzmienie:

„9) sposób wymiany danych pomiarowo-rozliczeniowych między operatorem a operatorem systemu przesyłowego, właściwego ze względu na lokalizację jednostki fizycznej wytwórczej zagranicznej lub jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania zagranicznej, oraz wzór zobowiązania, o którym mowa w art. 19 ust. 4 pkt 4;

10) szczegółowe warunki i sposób prowadzenia aukcji wstępnych oraz warunki aukcji;”;

e) dodaje się pkt 11 w brzmieniu:

„11) warunki i zasady zgłaszania do rejestru jednostek fizycznych zagranicznych.”;

51) w art. 84:

a) w ust. 2 po pkt 2 dodaje się pkt 2a–2d w brzmieniu:

„2a) nieuprawnionego ujawnienia cen, o których mowa w art. 9 ust. 9;

2b) nieopublikowania wyników aukcji wstępnych w terminie, o którym mowa w art. 9 ust. 8;

2c) nieogłoszenia daty aukcji wstępnej, zgodnie z art. 4 ust. 4;

2d) niezorganizowania aukcji wstępnej w terminie, o którym mowa w art. 4 ust. 2;”;

b) w ust. 3 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) nieuzasadnionej odmowy współpracy z operatorem lub niedochowania terminów w przypadkach określonych w art. 3 ust. 5;”;

52) w art. 85:

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

„2a) art. 34 otrzymuje brzmienie:

„Art. 34. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu została udzielona koncesja, wnosi coroczną opłatę do budżetu państwa, obciążającą koszty jego działalności, zwaną dalej „opłatą koncesyjną”.

2. Wysokość opłaty koncesyjnej stanowi iloczyn przychodów przedsiębiorstwa energetycznego, uzyskanych ze sprzedaży towarów lub usług w zakresie jego działalności objętej koncesją, osiągniętych w roku powstania obowiązku wniesienia opłaty oraz odpowiedniego ze współczynników, określonych w przepisach wydanych na podstawie ust. 6.

3. Opłata koncesyjna dla każdego rodzaju działalności objętej koncesją nie może być mniejsza niż 1000 zł i większa niż 2 500 000 zł.

4. Obowiązek wniesienia opłaty koncesyjnej powstaje na ostatni dzień roku kalendarzowego, w którym przedsiębiorstwo energetyczne osiągnęło z każdego rodzaju działalności objętej koncesją przychód większy lub równy zero. Do opłaty koncesyjnej stosuje się formularz w sprawie opłaty koncesyjnej, którego wzór określają przepisy wydane na podstawie ust. 6.

5. Prezes URE może żądać od przedsiębiorstwa energetycznego, któremu została udzielona koncesja, informacji w sprawie opłaty

koncesyjnej w zakresie dotyczącym podstaw oraz prawidłowości jej obliczenia.

6. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia:

- 1) szczegółowy zakres informacji w sprawie opłaty koncesyjnej, której może żądać Prezes URE, oraz sposób jej przekazania,
- 2) sposób pobierania przez Prezesa URE opłaty koncesyjnej, w tym termin jej zapłaty,
- 3) współczynniki opłaty koncesyjnej dla poszczególnych rodzajów działalności koncesjonowanej,
- 4) wzór formularza w sprawie opłaty koncesyjnej
– z uwzględnieniem wysokości przychodów przedsiębiorstw energetycznych osiąganych z działalności objętej koncesją, a także kosztów regulacji oraz mając na względzie sprawność i rzetelność procesu obliczania i pobierania opłaty koncesyjnej.

7. Przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy instalacji odnawialnego źródła energii nieprzekraczającej 5 MW jest zwolnione z opłaty koncesyjnej w zakresie wytwarzania energii w tej instalacji.”;”;

b) w pkt 3 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 4 w brzmieniu:

„4) w art. 56:

a) w ust. 1 w pkt 49 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 50 w brzmieniu:

„50) nie wykonuje lub nienależy wykonywać obowiązek, o którym mowa w art. 34 ust. 5.”;

b) w ust. 2h w pkt 9 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 10 w brzmieniu:

„10) pkt 50 wynosi od 500 zł do 5000 zł.”;

c) ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. Kara pieniężna jest płatna na konto właściwego urzędu skarbowego, z zastrzeżeniem ust. 4a.”;

d) po ust. 4 dodaje się ust. 4a w brzmieniu:

„4a. Kara pieniężna, o której mowa w ust. 2h pkt 10, jest płatna na konto Urzędu Regulacji Energetyki.”;”;

53) art. 91–93 otrzymują brzmienie:

„Art. 91. Dla okresów dostaw przypadających na rok 2021, 2022 i 2023 moce zlokalizowane w systemach elektroenergetycznych krajów członkowskich Unii Europejskiej bezpośrednio połączonych z systemem uczestniczą w rynku mocy wyłącznie przez udział w aukcjach dodatkowych.

Art. 92. 1. Operator opracuje i przedłoży po raz pierwszy Prezesowi URE, do zatwierdzenia, projekt regulaminu rynku mocy, o którym mowa w art. 82, do dnia 28 lutego 2018 r.

2. Prezes URE wydaje decyzję w sprawie zatwierdzenia regulaminu rynku mocy, o którym mowa w art. 82, do dnia 30 marca 2018 r.

Art. 93. 1. Pierwszą certyfikację ogólną rozpoczyna się dnia 3 kwietnia 2018 r. i kończy dnia 29 maja 2018 r. Wpisy do rejestru uzyskane w pierwszej certyfikacji ogólnej uprawniają do udziału w certyfikacji, o której mowa w ust. 2.

2. Certyfikacje do aukcji głównych na okres dostaw dla 2021 r., 2022 r. i 2023 r. przeprowadza się łącznie.

3. Propozycje parametrów dla trzech aukcji głównych przeprowadzonych w 2018 r. operator przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie do dnia 20 czerwca 2018 r.

4. Parametry aukcji głównej oraz zapotrzebowanie na moc mogą zostać określone łącznie na poszczególne okresy dostaw, o których mowa w ust. 2, w przepisach wydanych na podstawie art. 34 ust. 1.

5. Prognozowane zapotrzebowanie na moc dla okresu dostaw przypadającego na rok 2022 i 2023 zostanie określone z uwzględnieniem wyników odpowiednio pierwszej i drugiej aukcji głównej.

6. Dla aukcji głównych na okresy dostaw określone w ust. 2 korekcyjny współczynnik dyspozycyjności dla jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania wynosi 1.

7. Przepisy wykonawcze, w przypadku, o którym mowa w ust. 4, minister właściwy do spraw energii określi w terminie do dnia 22 sierpnia 2018 r.

8. Certyfikację do aukcji głównej dla okresów dostaw przypadających na lata 2021, 2022 i 2023 rozpoczyna się w dniu 5 września 2018 r. i kończy w dniu 31 października 2018 r.

9. Aukcje główne na okres dostaw dla:

1) 2021 r. – przeprowadza się w dniu 15 listopada 2018 r.;

- 2) 2022 r. – przeprowadza się w dniu 5 grudnia 2018 r.;
 - 3) 2023 r. – przeprowadza się w dniu 21 grudnia 2018 r.”;
- 54) po art. 93 dodaje się art. 93a i art. 93b w brzmieniu:

„Art. 93a. Jednostki fizyczne wytwórcze istniejące, które rozpoczęły wytwarzanie energii elektrycznej po dniu 1 lipca 2017 r., dla których wykazane zostanie spełnienie parametrów, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4, są uprawnione do zawarcia umowy mocowej na okres odpowiednio 5 lub 15 lat w pierwszej aukcji głównej.

Art. 93b. 1. Na potrzeby certyfikacji do pierwszej aukcji głównej, okres ponoszenia nakładów inwestycyjnych, o których mowa w art. 32 ust. 3, obejmuje okres od dnia 1 stycznia 2014 r.

2. Na potrzeby certyfikacji do drugiej aukcji głównej, okres ponoszenia nakładów inwestycyjnych, o których mowa w art. 32 ust. 3, obejmuje okres od dnia 1 stycznia 2017 r.”;

- 55) art. 94 otrzymuje brzmienie:

„Art. 94. 1. Operator tworzy rejestr:

- 1) w zakresie funkcjonalności pozwalających na przeprowadzenie certyfikacji ogólnej – do dnia 28 lutego 2018 r.;
- 2) w zakresie funkcjonalności pozwalających na przeprowadzenie certyfikacji do aukcji mocy – do dnia 31 lipca 2018 r.;
- 3) w zakresie funkcjonalności pozwalających na organizację rynku wtórnego – do dnia 31 grudnia 2019 r.;
- 4) w pozostałym zakresie – do dnia 30 czerwca 2020 r.

2. Operator tworzy dedykowany system teleinformatyczny, o którym mowa w art. 4 ust. 3:

- 1) w zakresie funkcjonalności pozwalających na przeprowadzenie aukcji głównych – w terminie do dnia 31 października 2018 r.;
- 2) w zakresie pozostałych funkcjonalności – w terminie do dnia 31 grudnia 2019 r.

3. Operator informuje Prezesa URE oraz ministra właściwego do spraw energii o utworzeniu rejestru oraz dedykowanego systemu teleinformatycznego, o którym mowa w art. 4 ust. 3, niezwłocznie odpowiednio po upływie terminów, o których mowa w ust. 1 i 2.”;

56) art. 99 otrzymuje brzmienie:

„Art. 99. Do dnia wydania decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w:

- 1) art. 59 ust. 1 z rynkiem wewnętrznym albo decyzji stwierdzającej, że środek ten nie stanowi pomocy publicznej, umowa mocowa nie podlega wykonaniu;
- 2) art. 69 ust. 3 z rynkiem wewnętrznym albo decyzji stwierdzającej, że środek ten nie stanowi pomocy publicznej, art. 69 ust. 3 i art. 70–72 nie stosuje się.”;

57) w art. 100 w ust. 1:

- a) uchyla się pkt 1,
- b) pkt 2 otrzymuje brzmienie:
„2) 2018 r. – 391 926 zł.”,
- c) w pkt 10 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 11 w brzmieniu:
„11) 2027 r. – 351 926 zł.”;

58) w art. 101 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw energii, wynikających z niniejszej ustawy, wynosi w:

- 1) 2018 r. – 427 427 zł;
- 2) 2019 r. – 387 427 zł;
- 3) 2020 r. – 387 427 zł;
- 4) 2021 r. – 387 427 zł;
- 5) 2022 r. – 387 427 zł;
- 6) 2023 r. – 387 427 zł;
- 7) 2024 r. – 387 427 zł;
- 8) 2025 r. – 387 427 zł;
- 9) 2026 r. – 387 427 zł;
- 10) 2027 r. – 387 427 zł.”;

59) art. 102 otrzymuje brzmienie:

„Art. 102. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.”.

UZASADNIENIE

Przedmiotowa zmiana wynika głównie z ustaleń z Komisją Europejską w procesie pre-notyfikacji. Rozmowy z KE skupione były wokół takich kluczowych obszarów jak:

- Model aukcji zapewniający równe i konkurencyjne zasady wszystkim uczestnikom (szczególny nacisk na jednostki redukcji zapotrzebowania tzw. DSR),
- Udział mocy zagranicznych,
- Neutralność technologiczna,
- Preferowanie mocy niskoemisyjnych.

Możemy wyróżnić 5 głównych bloków zmian:

1) Model aukcji – likwidacja tzw. koszyków aukcyjnych dla nowych, modernizowanych i istniejących jednostek rynku mocy. Wszyscy uczestnicy aukcji (jednostki wytwórcze: nowe, modernizowane, istniejące oraz DSR) będą konkurowały w ramach tej samej aukcji. Aukcja zostanie zakończona jedną ceną rozliczeniową. Jedynym elementem różnicującym będzie status cenotwórcy/cenobiorcy oraz długość kontraktu mocowego (15 lat, 5 lat lub 1 rok).

Proponuje się obecnie różną długość umowy mocowej w zależności od poziomu nakładów inwestycyjnych (CAPEX):

- 15-letnia umowa mocowa dla nowych jednostek rynku mocy, które wykażą CAPEX powyżej 3,3 mPLN/MW (status cenotwórcy),
- 5-letnia umowa dla nowych i istniejących jednostek rynku mocy oraz jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania, które wykażą CAPEX powyżej 0,5 mPLN/MW (status cenotwórcy),
- 1-letnia umowa mocowa dla pozostałych jednostek rynku mocy,
- Jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych będzie liczony w okresie od stycznia roku, w którym zostanie przeprowadzona aukcja, a rokiem dostawy,
- W przypadku pierwszej aukcji w 2018 r., nakłady będą liczone w okresie między 01.01.2014 r. a rokiem dostawy. Ta zasada będzie dotyczyła jednostek, które rozpoczęły produkcję energii elektrycznej po 01.07.2017 r. W przypadku drugiej aukcji w 2018 r. nakłady będą liczone od 01.01.2017 r. do roku dostaw, tj. do 2022 r.

2) Korzystniejsze rozwiązania dla jednostek (DSR):

- Umożliwienie zawierania 5-letnich umów mocowych przy spełnieniu takiego samego poziomu CAPEX jak dla jednostek modernizowanych,

- Łatwiejszy proces certyfikacji – możliwość przyścia do certyfikacji z planowaną dopiero jednostką DSR,
 - Likwidacja czynników dyskryminujących DSR przy rozliczaniu wykonania obowiązku mocowego względem wytwórców konwencjonalnych.
- 3) Otwarcie aukcji na moce transgraniczne:
- Umożliwienie wzięcia udziału mocy zlokalizowanej w systemach elektroenergetycznych krajów członkowskich Unii Europejskiej bezpośrednio połączonych z systemem polskim przez dopuszczenie jednostek rynku mocy zagranicznych do udziału w aukcjach mocy,
 - Dwa rozwiązania:
 - Przejściowe – do czasu podpisania umów o współpracy między PSE a operatorami systemu przesyłowego państw sąsiednich – w aukcji mocy będą bezpośrednio uczestniczyły interkonektory – od aukcji dodatkowej przeprowadzonej w 2020 r. z okresem dostawy na 2021 r.,
 - Docelowe – w aukcji mocy będą uczestniczyły jednostki zagraniczne – od aukcji głównej przeprowadzonej w 2020 r. z okresem dostawy na 2025 r.,
 - Kontraktowana moc dla jednostek zagranicznych będzie odpowiadała poziomowi de-ratingu ustalonego na każdy rok dostawy dla aukcji głównej i dodatkowej (na podstawie analizy MAF – MidTermAdequacyForecast corocznie wykonywanej przez ENTSOE) odrębnie dla: profilu synchronicznego PL/CZ/DE/SK, połączenia PL/LT oraz połączenia PL/SE,
 - W wyniku aukcji możliwe będzie pozyskanie jedynie kontraktu jednorocznego dla jednostek zagranicznych.
- 4) Preferencja dla mocy niskoemisyjnych (tzw. green bonus) – jednostkom, które będą uprawnione do ubiegania się o kontrakt długoterminowy (15 lub 5-letni), kontrakt zostanie wydłużony o 2 lata przy spełnieniu następujących warunków:
- spełnią standard emisyjny na poziomie 450 kgCO₂/MWh (liczony na jednostkę energii),
 - co najmniej 50% wyprodukowanego ciepła zostanie przeznaczone na cele komunalne (w przypadku jednostek CHP).
- 5) Zmiany legislacyjne – o charakterze doprecyzującym, wynikowym i redakcyjnym oraz w zakresie przepisów przejściowych i dostosowujących:
- wprowadzenie powyższych zmian merytorycznych pociąga za sobą konieczność dostosowania wielu innych przepisów i odwołań, z uwagi na dynamikę procesu

legislacyjnego oraz linearny charakter procesów na rynku mocy, zmian wymagają przepisy przejściowe i dostosowujące (w tym dla rozwiązań tymczasowych).

Uzasadnienie szczegółowych zmian w projekcie ustawy

Zmiana ma na celu dodanie definicji legalnej jednostki fizycznej połączenia międzysystemowego, czyli tzw. interkonektora – umożliwiającego udział mocy zagranicznych w rynku mocy w Polsce (art. 2 ust. 1 pkt 5a).

Zmiana o charakterze doprecyzowującym pod względem poprawności technicznej, ponieważ wielkością mierzoną nie jest pobrana moc, a pobrana energia elektryczna, która następnie ewentualnie może zostać przeliczona na moc (art. 2 ust. 1 pkt 6).

Zmiana o charakterze wynikowym. Polega na wykreśleniu cechy zdolności do dostawy mocy do systemu przez magazyn energii elektrycznej, ze względu na dodanie definicji magazynu energii elektrycznej, zgodnie z którą taką cechę już posiada (art. 2 ust. 1 pkt 7).

Celem zmiany jest umożliwienie udziału w certyfikacji ogólnej i certyfikacji do aukcji głównej jednostkom redukcji zapotrzebowania (tzw. DSR), które nie zostały na tym etapie określone co do konkretnych jednostek fizycznych (nie będą zobowiązane od samego początku określać wszystkich lokalizacji jednostek fizycznych na tym etapie). Jednostki te, mimo że mogą jeszcze nie zostać konkretnie określone na tym etapie, będą mieć prawo przystąpienia do procesu certyfikacji. Jest to rozwiązanie, które ma na celu ułatwienie jednostkom DSR udziału w procesach certyfikacji, które przebiegają na dużo wcześniejszym etapie w ramach procesów na rynku mocy, a pomyślnie przejście procesów certyfikacji jest warunkiem koniecznym dla udziału tych jednostek w rynku mocy. Jest to rozwiązanie wynikające z uzgodnień z Komisją Europejską w ramach procesu notyfikacji (art. 2 ust. 1 pkt 9a).

Zmiana o charakterze wynikowym – wynika z konieczności uwzględnienia w definicji legalnej jednostki rynku mocy wytwórczej jednostek fizycznych z zagranicy. Jest to związane z umożliwieniem udziału jednostek wytwórczych zagranicznych w rynku mocy w Polsce. Zmiana wynika z uzgodnień z Komisją Europejską w ramach notyfikacji (art. 2 ust. 1 pkt 11).

Zmiana o charakterze wynikowym – wynika z konieczności uwzględnienia w definicji legalnej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania. Jest to związane z umożliwieniem udziału jednostek wytwórczych

zagranicznych w rynku mocy w Polsce. Zmiana wynika z uzgodnień z Komisją Europejską w ramach notyfikacji (art. 2 ust. 1 pkt 12).

Zmiana polega na dodaniu definicji legalnej magazynu energii elektrycznej. Definicja w swoim zakresie odwołuje się do definicji legalnej magazynu energii z ustawy o odnawialnych źródłach energii, lecz proponuje się dodatkowo jej doprecyzowanie przez dookreślenie, że magazyn taki musi posiadać zdolność do dostawy mocy elektrycznej do systemu, żeby wykluczyć magazyny, które formalnie będą wypełniały definicję magazynu z ustawy o OZE, lecz nie będą posiadały istotnej cechy, jaką jest zdolność do dostawy mocy elektrycznej do systemu, a co jest istotne z punktu widzenia celu ustawy o rynku mocy (art. 2 ust. 1 pkt 12a).

Zmiana polega na zmianie minimalnej liczby godzin pracy jednostki fizycznej wytwórczej przy parametrach nominalnych 15h na 4h ze względu na spodziewaną długość trwania szczytów dobowych zapotrzebowania na moc (art. 2 ust. 1 pkt 16).

Zmiana ma charakter doprecyzowujący przez uwzględnienie w obliczaniu mocy osiągalnej brutto jednostki fizycznej wytwórczej pomniejszenia wynikającego z mocy zużywanej przez urządzenia i układy technologiczne tej jednostki niezbędne do wytwarzania nie tylko energii elektrycznej, ale również i ciepła. Celem tej poprawki jest dostosowanie definicji legalnej z uwzględnieniem jednostek kogeneracyjnych (wytwarzających energię elektryczną i ciepło) (art. 2 ust. 1 pkt 17).

Zmiana harmonogramu i terminów procesów na rynku, wynikająca ze zmian przepisów materialnych, oraz zaprojektowanie wszystkich procesów w sposób optymalny dla ich przeprowadzenia w jednym roku kalendarzowym (art. 3 ust. 2–5).

Zmiana ma na celu zastąpienie aukcji biletowej aukcją wstępną, określenie terminu jej przeprowadzania oraz ma charakter doprecyzowujący przez określenie, że aukcje mocy będą przeprowadzane za pomocą dedykowanego systemu teleinformatycznego (art. 4).

Zmiana ma na celu wprowadzenie nowego rozwiązania dotyczącego zasad udziału mocy zagranicznych w rynku mocy przez umożliwienie wzięcia udziału mocy zlokalizowanej w systemach elektroenergetycznych krajów członkowskich Unii Europejskiej bezpośrednio połączonych z systemem polskim przez dopuszczenie jednostek rynku mocy zagranicznych do udziału w aukcjach mocy (nowe brzmienie rozdziału 2 w dziale II projektowanej ustawy).

Przewiduje się dwa rozwiązania:

- 1) Przejściowe – do czasu podpisania umów o współpracy między polskim operatorem systemu przesyłowego a operatorami systemu przesyłowego państw sąsiednich –

w aukcji mocy będą bezpośrednio uczestniczyły interkonektory – od aukcji dodatkowej przeprowadzonej w 2020 r. z okresem dostawy na 2021 r.;

2) Docelowe – w aukcji mocy będą uczestniczyły jednostki zagraniczne.

Kontraktowana moc dla jednostek zagranicznych będzie odpowiadała poziomowi de-ratingu ustalonego na każdy rok dostawy dla aukcji głównej i dodatkowej (na podstawie analizy MAF – Mid Term Adequacy Forecast corocznie wykonywanej przez ENTSO-E) odrębnie dla: profilu synchronicznego PL/CZ/DE/SK, połączenia PL/LT oraz połączenia PL/SE. W wyniku aukcji możliwe będzie pozyskanie jedynie kontraktu jednorocznego dla jednostek zagranicznych.

Celem zmiany jest umożliwienie udziału w certyfikacji ogólnej i certyfikacji do aukcji głównej jednostkom redukcji zapotrzebowania (tzw. DSR), które nie zostały na tym etapie określone co do konkretnych jednostek fizycznych (nie będą zobowiązane od samego początku określać wszystkich lokalizacji jednostek fizycznych na tym etapie). Jednostki te, mimo że mogą jeszcze nie zostać konkretnie określone na tym etapie, będą mieć prawo przystąpienia do procesu certyfikacji. Jest to rozwiązanie, które ma na celu ułatwienie jednostkom DSR udziału w procesach certyfikacji, które przebiegają na dużo wcześniejszym etapie w ramach procesów na rynku mocy, a pomyślnie przejście procesów certyfikacji jest warunkiem koniecznym dla udziału tych jednostek w rynku mocy. Zmiana proponuje pewną konstrukcję prawną, że planowany DSR na etapie certyfikacji traktowany będzie – z pewnymi modyfikacjami – tak jakby był jednostką DSR. Natomiast skonkretyzowanie, tj. określenie wszystkich jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania wchodzących w skład jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej, następuje przed przeprowadzeniem testu redukcji zapotrzebowania.

Jest to rozwiązanie wynikające z uzgodnień z Komisją Europejską w ramach procesu notyfikacji (art. 12).

Zmiana o charakterze wynikowym – wynika z wprowadzenia definicji jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej oraz umożliwienia jej udziału w procesach certyfikacji na szczególnych zasadach (art. 13 ust. 1).

Art. 14:

ad lit. b tiret pierwsze – zmiana o charakterze wynikowym – wynika z wprowadzenia definicji jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej oraz umożliwienia jej udziału w procesach certyfikacji na szczególnych zasadach;

ad lit. b tiret drugie – rozszerzenie zakresu przekazywanych informacji do Ministra Energii w związku z określaniem przewidywanych dostępnych zdolności przesyłowych dla mocy zagranicznych w rynku mocy;

ad lit. b tiret trzecie i lit. c – zmiana terminu na przekazywanie przez operatora parametrów aukcji z 14 na 28 dni od zakończenia certyfikacji ogólnej.

Konsekwencja – ze względu na dodawany ust. 2 w art. 14, dotychczasowa treść będzie oznaczona jako ust. 1.

Art. 15:

ad lit. a i b – zmiana o charakterze wynikowym – wynika z wprowadzenia definicji jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej oraz umożliwienia jej udziału w procesach certyfikacji na szczególnych zasadach oraz udziału mocy zagranicznych w rynku mocy;

ad lit. c – celem poprawki jest wprowadzenie zakazu dzielenia wolumenu oferowanego przez jednostkę rynku mocy na aukcję główną i aukcję dodatkową, z odstępstwem od tej zasady dla jednostek rynku mocy wytwarzających rocznie więcej niż 30% energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji.

Art. 16 – zmiana wartości mocy osiągalnej jednostki wytwórczej z brutto na netto jako wielkości właściwej branej pod uwagę w procesie tworzenia jednostki rynku mocy w procesie certyfikacji do aukcji głównej. Zmiana ma na celu umożliwienie tworzenia jednostek rynku mocy będących układami hybrydowymi oraz instalacjami wielopaliwowymi, które korzystają z systemu wsparcia nie tylko w postaci świadectw pochodzenia, ale również i z systemu aukcyjnego dla odnawialnych źródeł energii.

Zmiana o charakterze wynikowym – wynika z wprowadzenia definicji jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej i umożliwienia jej udziału w procesach certyfikacji na szczególnych zasadach oraz wynika z umożliwienia uczestnictwa jednostkom rynku mocy zagranicznym i jednostkom fizycznym połączenia międzysystemowego.

Zmiana ma na celu określenie, w jakiej konfiguracji mogą występować jednostki rynku mocy składające się z jednej lub większej liczby jednostek fizycznych zagranicznych oraz w jaki sposób może zostać wyznaczona łączna wielkość obowiązku mocowego, którą będzie oferował uczestnik aukcji wstępnej jako przyszły dostawca mocy. Zmiana wynika z umożliwienia udziału mocom zagranicznym w rynku mocy (art. 17 ust. 3–5).

Art. 19 – zmiana ma charakter doprecyzowujący przez wskazanie podmiotu właściwego do potwierdzania spełniania określonych wymogów technicznych oraz przez

dookreślenie czasu nieprzerwanego wykonania obowiązku mocowego, jaki ma zostać wskazany we wniosku o certyfikację.

W zakresie dotyczącym wskazywania we wniosku o certyfikację jednostki rynku mocy jednostkowe wskaźniki emisji: dwutlenku węgla, siarki, tlenów azotu oraz pyłów, a w przypadku ubiegania się o zawarcie umowy mocowej na okres dłuższy niż 1 rok dostaw – opinię niezależnego eksperta technicznego, która będzie miała potwierdzać zadeklarowane nakłady finansowe oraz planowane spełnienie wymaganych standardów emisyjnych przez jednostkę fizyczną wchodzącą w skład nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej – poprawka wynika z ustaleń merytorycznych z Komisją Europejską w ramach procesu notyfikacji.

Ponadto zmiana określa zakres informacji przedstawianych przez dostawcę mocy, który ubiega się o utworzenie jednostki rynku mocy składającej się z jednej lub większej liczby jednostek fizycznych zagranicznych w certyfikacji do aukcji.

Zmiana ma na celu doprecyzowanie wymagań formalnych wniosku o certyfikację dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania ubiegającej się o zawarcie umowy mocowej na okres dłuższy niż jeden okres dostaw. Zmiana o charakterze wynikowym – wynika z wprowadzenia definicji jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej oraz umożliwienia jej udziału w procesach certyfikacji na szczególnych zasadach. Określa, jaki zakres informacji jest zobowiązany przedstawić dodatkowo dostawca mocy, w przypadku gdy ubiega się o zawarcie umowy mocowej dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania na okres dłuższy niż 1 okres dostaw w aukcji głównej. Zmiana wynika z merytorycznych uzgodnień z Komisją Europejską w ramach procesu notyfikacji (art. 20).

Zmiana ma charakter redakcyjny, uzupełniający odwołanie do artykułów, w których mowa jest o wymogach formalnych wniosku o certyfikację (art. 22 ust. 1).

Art. 24 – zmiana wynikowa – związana z proponowaną możliwością ubiegania się przez jednostki redukcji zapotrzebowania o umowy mocowe dłuższe niż 1 okres dostaw. Pkt 10 skreśla się w wyniku rezygnacji z tzw. koszyków (wynik uzgodnień z Komisją Europejską).

W pozostałym zakresie poprawka ma charakter porządkujący (przeniesienie materii z ust. 3 do ust. 2) oraz doprecyzowujący kwestię wygaśnięcia certyfikatu jednostek rynku mocy w przypadku niezawarcia przez te jednostki umowy mocowej w danej aukcji głównej.

Art. 25:

ad lit. a i b – zmiana wynikowa – wynika z wprowadzenia zmian w przepisach materialnych dotyczących kontaktowania na aukcjach w ramach rynku mocy przez poszczególne typy jednostek rynku mocy, w tym uwzględniająca wprowadzenie możliwości udziału w procesie jednostkom rynku mocy redukcji zapotrzebowania;

ad lit. c – zmiana ma na celu umożliwienie jednostkom rynku mocy o niskiej emisji CO₂ oraz wytwarzających ciepło w większości na cele komunalne zawarcie umowy mocowej na okres o 2 lata dłuższy niż zawarłyby na normalnych warunkach. Jest to tzw. green bonus, ustalony z Komisją Europejską w procesie notyfikacji.

Zmiana o charakterze wynikowym – rozszerzenie zakresu przedstawianej przez operatora informacji Prezesowi URE oraz Ministrowi Energii wynika z umożliwienia udziału w rynku mocy jednostkom zagranicznym (art. 27 pkt 1).

Zmiana terminu końcowego, w którym operator może przeprowadzić aukcję główną (art. 29 ust. 2).

Zmiana ma na celu określenie zasad prowadzenia postępowania w aukcji mocy w odniesieniu do jednostek fizycznych zagranicznych oraz jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego. Jest to związane z umożliwieniem udziału mocy z zagranicy w rynku mocy (art. 30 ust. 3a).

Zmiana ma na celu uwzględnienie uzgodnień merytorycznych z Komisją Europejską polegających na rezygnacji z tzw. koszyków (art. 32).

Zmiana ma charakter wynikowy – wynika z zastąpienia aukcji biletowej aukcją wstępną (art. 33 pkt 3 lit. d).

Zmiana ma na celu dostosowanie upoważnienia ustawowego do nowego brzmienia przepisów materialnych, w tym udziału mocy zagranicznych w rynku mocy oraz zmianę harmonogramu (terminów) procesów rynku mocy (art. 34).

Zmiana ma na celu usunięcie upoważnienia ustawowego do wydania rozporządzenia przez Ministra Energii określającego prognozowany poziom zapotrzebowania na moc. Z uwagi na fakt, że jest to jeden z parametrów aukcji, zostanie on określony w jednym rozporządzeniu wraz z pozostałymi parametrami aukcji 24 tygodnie przed rozpoczęciem aukcji głównej (skreślenie art. 35).

Zmiana wynikowa – związana z poprawką do art. 4 ust. 1, określającą, że aukcję przeprowadza się za pomocą systemu teleinformatycznego (art. 36 ust. 1).

Zmiana ma na celu rezygnację z rozwiązania polegającego na możliwości odrębnego rozstrzygnięcia aukcji dla poszczególnych tzw. koszyków oraz określa sekwencję

zawierania umów mocowych w odniesieniu do jednostek rynku mocy, w odniesieniu do których złożono oferty wyjścia z jednakową ceną. Jest to wynikiem ustaleń z Komisją Europejską w ramach procedury notyfikacji projektu (art. 37).

Zmiana dostosowująca do propozycji rezygnacji z rozwiązania polegającego na możliwości odrębnego rozstrzygnięcia aukcji dla poszczególnych tzw. koszyków. Jest to wynikiem ustaleń z Komisją Europejską w ramach procedury notyfikacji projektu (art. 39 ust. 1 pkt 3).

Zmiana ma na celu dodanie obowiązku sprawozdawczego względem Komisji Europejskiej z funkcjonowania rynku mocy, ze względu na fakt, że rynek mocy może stanowić formę pomocy publicznej, co ostatecznie zostanie przesądzone po wydaniu przez KE decyzji w procedurze notyfikacji (dodanie art. 40a).

Zmiana ma na celu uregulowanie, że w przypadku jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego umowa zawierana przez operatora systemu przesyłowego polskiego z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego bezpośrednio połączonego z systemem polskim na etapie wcześniejszym (przed aukcją główną) staje się umową mocową, którą jednostki rynku mocy inne niż jednostki fizyczne połączenia międzysystemowego zawierają po aukcji głównej z chwilą ogłoszenia wstępnych wyników aukcji. Celem jest uproszczenie procedury umownego regulowania kwestii obowiązku mocowego (dodanie art. 42a).

Art. 43:

Zmiana w zakresie ust. 4 ma charakter redakcyjny – proponuje się wykreślenie odwołania do przepisu, który został wykreślony.

Zmiana w zakresie ust. 5 ma na celu dostosowanie przepisu w związku z przewidywaną możliwością dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania ubiegania się o zawarcie umowy mocowej na okres dłuższy niż jeden okres dostaw. Zmiana wynika z merytorycznych uzgodnień z Komisją Europejską.

Zmiana ma na celu dostosowanie przepisu w związku z przewidywaną możliwością dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania ubiegania się o zawarcie umowy mocowej na okres dłuższy niż jeden okres dostaw. Zmiana wynika z merytorycznych uzgodnień z Komisją Europejską (art. 45 ust. 3).

Zmiana o charakterze wynikowym – wynika z wprowadzenia definicji jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej i jednostki fizycznej połączenia międzysystemowego oraz umożliwienia im udziału w procesach certyfikacji na szczególnych zasadach. Konsekwencją określenia szczególnych zasad dla planowanego DSR oraz jednostki

fizycznej połączenia międzysystemowego jest również szczególne określenie wymogów co do tych jednostek w zakresie transakcji na rynku wtórnym (art. 47 ust. 2).

Zmiana ma na celu rozszerzenie zakresu sytuacji, w których konieczne jest ustanawianie zabezpieczenia finansowego na rzecz operatora w wyniku zamiaru udziału mocy zagranicznych w rynku mocy, oraz określenie sytuacji, w których operator zwalnia zabezpieczenie (po wydaniu certyfikatu dla JRM zagranicznej). Proponuje się ustanawianie zabezpieczenia przez uczestników aukcji wstępnych (art. 49).

Zmiana ma na celu rozszerzenie zakresu spraw do uregulowania w akcie wykonawczym, w związku z rozszerzeniem przepisów materialnych ustawy w zakresie zabezpieczenia finansowego (art. 50 ust. 2).

Zmiana dostosowująca do propozycji rezygnacji z rozwiązania polegającego na możliwości odrębnego rozstrzygnięcia aukcji dla poszczególnych tzw. koszyków oraz określająca nowe zasady dla dostawców mocy, którzy w wyniku aukcji głównej zawarli umowę mocową. Jest to wynikiem ustaleń z Komisją Europejską w ramach procedury notyfikacji projektu (art. 51 ust. 2).

Zmiana o charakterze wynikowym – wynika z wprowadzenia definicji jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej oraz umożliwienia jej udziału w procesach certyfikacji na szczególnych zasadach. Konsekwencją określenia szczególnych zasad dla planowanego DSR jest również szczególne określenie wymogów w odniesieniu do tych jednostek w zakresie przeprowadzania przez operatora testu zdolności redukcji zapotrzebowania (art. 52 ust. 2a).

Zmiana ma na celu dostosowanie momentu zwrotu zabezpieczenia finansowego do nowych zasad, zgodnie z którymi jednostki DSR mogą zawierać także kontrakty wieloletnie. Ponadto poprawka jest konsekwencją nadania nowego brzmienia art. 24 ust. 2 (art. 53 pkt 2–4).

Zmiana o charakterze wynikowym – wynika z wprowadzenia definicji jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej oraz umożliwienia jej udziału w procesach certyfikacji na szczególnych zasadach, a w konsekwencji konieczne jest rozszerzenie zakresu przedmiotowej informacji zamieszczanych w rejestrze rynku mocy również w odniesieniu do tych jednostek oraz wynika z zastąpienia aukcji biletowej aukcją wstępną. Zmiana doprecyzowuje również, że wgląd do danych z rejestru rynku mocy dla Prezesa URE oraz Ministra Energii następuje z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych (art. 54).

Art. 56:

ad lit. a – zmiana dookreśla wykonywanie obowiązku mocowego przez jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego oraz jednostek fizycznych zagranicznych;

ad lit. b – zmiana o charakterze doprecyzującym pod względem poprawności technicznej, ponieważ wielkością mierzoną nie jest pobrana moc, a pobrana energia elektryczna, która następnie ewentualnie może zostać przeliczona na moc;

ad lit. c – zmiana określa w sposób szczegółowy, na czym polega wykonanie obowiązku mocowego, wykonanie obowiązku mocowego w zakresie dostarczenia mocy w testowym okresie zagrożenia oraz skorygowany obowiązek mocy – dla jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych zagranicznych;

ad lit. d – zmiana ma na celu określenie jednolitych zasad momentu ogłaszania przez operatora okresu zagrożenia. Dotychczasowy podział na ostrzeżenia w trybie normalnym (8h) i nagłym (4h) zastąpiono jednolicie okresem 8 godzin. Jest to wynikiem ustaleń z Komisją Europejską w ramach procesu notyfikacji.

Zmiana zasad dotyczących rozliczania wykonania obowiązku mocowego w okresie zagrożenia – zrezygnowano z uwzględniania przy rozliczaniu wykonania obowiązku mocowego przesłanek, które pomniejszałyby zakres wykonania obowiązku mocowego w okresach zagrożenia (przenosząc to ryzyko na dostawców mocy), pozostawiając jedynie przesłankę braku możliwości dostarczenia mocy w wyniku ograniczeń sieciowych wynikających z poleceń ruchowych operatora lub operatora systemu dystrybucyjnego. Zakres poprawki jest wynikiem uzgodnień z Komisją Europejską w ramach procesu notyfikacji (art. 57 ust. 4).

Zmiana określa zasady naliczania kar w przypadku niewykonania obowiązku mocowego, który dotyczy jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego (art. 58).

Art. 59:

ad lit. a – zmiana dostosowująca do propozycji rezygnacji z rozwiązania polegającego na możliwości odrębnego rozstrzygnięcia aukcji dla poszczególnych tzw. koszyków. Jest to wynikiem ustaleń z Komisją Europejską w ramach procedury notyfikacji projektu;

ad lit. b – zmiana wynikowa – wynika ze zmiany zasad dotyczących rozliczania wykonania obowiązku mocowego w okresie zagrożenia – zrezygnowano z uwzględniania przy rozliczaniu wykonania obowiązku mocowego przesłanek (w tym przypadku okres postojowy remontowego), które pomniejszałyby zakres wykonania obowiązku mocowego

w okresach zagrożenia (przenosząc to ryzyko na dostawców mocy), pozostawiając jedynie przesłankę braku możliwości dostarczenia mocy w wyniku ograniczeń sieciowych wynikających z poleceń ruchowych operatora lub operatora systemu dystrybucyjnego. Zakres zmiany jest wynikiem uzgodnień z Komisją Europejską w ramach procesu notyfikacji.

Zmiana doprecyzowuje zasady wynagradzania mocy zagranicznych za wykonywanie obowiązku mocowego (art. 63).

Zmiana o charakterze doprecyzującym, że uprawnionym do premii dostawcą mocy, który w okresie zagrożenia dostarczył moc ponad skorygowany obowiązek mocowy jednostki rynku mocy, jest tylko dostawca mocy zlokalizowanej w polskim systemie elektroenergetycznym. Taka zmiana jest spowodowana ograniczeniami w przesyle energii na połączeniach międzysystemowych oraz odmiennym sposobem wykonania obowiązku mocowego przez zagranicznych dostawców mocy. W związku z faktem, że premia jest związana z wystąpieniem okresu zagrożenia, należy zminimalizować ryzyko braku mocy w systemie w okresie, w którym występuje problem z bilansem mocy. Zwiększona produkcja w okresie zagrożenia w zagranicznych jednostkach rynku mocy może nie oznaczać zwiększonego przepływu energii elektrycznej z państwa sąsiedniego do Polski. Z kolei zwiększona produkcja energii elektrycznej w okresie zagrożenia przez krajowych dostawców mocy daje pewność zwiększenia ilości mocy w systemie (art. 65 ust. 1).

Art. 66:

ad lit. a – zmiana ma na celu doprecyzowanie, że dostawca mocy jest zobowiązany do wykazania operatorowi zdolności do wykonania obowiązku mocowego w stosunku do każdej z jednostek rynku mocy, której dotyczy umowa mocowa, po zakończeniu każdego kwartału dostaw. W dotychczasowym przepisie dostawca mocy mógł wykazać tę zdolność po zakończeniu całego okresu dostaw;

ad lit. b – zmiana wynikowa – wynika ze zmiany zasad dotyczących rozliczania wykonania obowiązku mocowego w okresie zagrożenia – zrezygnowano z uwzględniania przy rozliczaniu wykonania obowiązku m.in. okresu postoiu remontowego. Zakres zmiany jest wynikiem uzgodnień z Komisją Europejską w ramach procesu notyfikacji;

ad lit. c – zmiana wyłącza stosowanie kar dla jednostek połączenia międzysystemowego w przypadkach negatywnego wyniku testowego okresu zagrożenia, ponieważ testowy okres zagrożenia nie będzie miał zastosowania dla tych jednostek.

Zmiana wynikowa – związana ze zmianą zasad momentu ogłaszania przez operatora okresu zagrożenia. Dotychczasowy podział na ostrzeżenia w trybie normalnym (8h) i nagłym (4h) zastąpiono jednolicie okresem 8 godzin. Jest to wynikiem ustaleń z Komisją Europejską w ramach procesu notyfikacji (art. 67 ust. 2 pkt 2).

Celem poprawki jest wyłączenie spod opłaty mocowej tej części energii elektrycznej, którą przedsiębiorstwo energetyczne otrzymuje lub pobiera z sieci, na podstawie umowy z innym przedsiębiorstwem energetycznym, oraz zużywa na własny użytek (art. 68 ust. 6).

Zmiana jest konsekwencją nadania nowego brzmienia rozdziałowi 2 (art. 73 ust. 1).

Zmiana ma na celu określenie, w jaki sposób operator będzie zobowiązany wykorzystywać środki finansowe, zgromadzone w związku z udziałem mocy zagranicznych w polskim rynku mocy (art. 76 ust. 7 i 8).

Zmiana ma na celu uwzględnienie zaliczenia do kosztów uzyskania przychodów w rozumieniu ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych środków finansowych pochodzących z opłaty mocowej. Dodany ust. 6 w istocie jest wyodrębnieniem zdania drugiego ze znajdującego się obecnie w projekcie ustawy ustępu 5 (art. 77).

Zmiana o charakterze wynikowym – wynika z zastąpienia aukcji biletowej aukcją wstępną (art. 78 pkt 6).

Zmiana wynikowa – wynika ze zmiany zasad dotyczących rozliczania wykonania obowiązku mocowego w okresie zagrożenia – zrezygnowano z uwzględniania przy rozliczaniu wykonania obowiązku m.in. okresu postoju remontowego. Zakres poprawki jest wynikiem uzgodnień z Komisją Europejską w ramach procesu notyfikacji. Pozostałe zmiany mają charakter redakcyjny (art. 82).

Zmiana ma na celu dookreślenie sankcji dla operatora systemu przesyłowego w przypadku ujawnienia ceny składanych ofert w aukcji wstępnej przed zakończeniem aukcji mocy, której dotyczy aukcja wstępna, dodanie sankcji związanych z organizowaniem i przeprowadzaniem aukcji wstępnych oraz dodanie sankcji związanej z niedochowaniem przez operatorów systemów dystrybucyjnych terminów w ramach współpracy z operatorem w procesach certyfikacji (art. 84).

Zmiana przepisów ustawy – Prawo energetyczne (art. 1 pkt 52) ma na celu zmianę upoważnienia ustawowego dotyczącego rozporządzenia o opłatach koncesyjnych wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne. Konieczność zmiany upoważnienia ustawowego wynika ze zmian, jakie należy wprowadzić do samego aktu wykonawczego, a wykraczających poza dotychczasowe upoważnienie ustawowe.

Najistotniejsze zmiany:

- 1) wprowadzenie regulacji dotyczących powstawania obowiązku wniesienia opłaty na ostatni dzień roku kalendarzowego, w którym przedsiębiorstwo energetyczne osiągnęło przychód z działalności objętej koncesją. Ma to na celu zastosowanie do opłat koncesyjnych podejścia podobnego do stosowanego w systemie podatkowym;
- 2) zmiana sposobu pobierania opłaty z tytułu koncesji („z dołu”, a nie „z góry”) zagwarantuje, że każdy podmiot będzie zobowiązany do uiszczenia opłaty za okres faktycznie wykonywanej działalności;
- 3) zwiększenie wartości minimalnej i maksymalnej opłaty koncesyjnej, odpowiednio z 200 zł do 1.000 zł oraz z 1.000.000 zł na 2.500.000 zł.

W konsekwencji powyższego, odpowiednich zmian wymagały również przepisy w zakresie kar, w tym sposobu ich uiszczania.

Zmiana wynika z rezygnacji z przeprowadzania aukcji biletowych oraz zmiany modelu udziału mocy zagranicznych w rynku mocy (art. 91).

Zmiana ma na celu dostosowanie terminów opracowania, przedłożenia oraz zatwierdzenia regulaminu rynku mocy do przewidywanego harmonogramu procesów rynku mocy (art. 92).

Zmiana reguluje harmonogram i terminy procesów rynku mocy w roku 2018, w którym zostaną przeprowadzone: certyfikacja ogólna, certyfikacja do aukcji głównej oraz aukcje główne dla pierwszych trzech okresów dostaw (art. 93).

W związku z przesunięciem rozpoczęcia funkcjonowania rynku mocy oraz koniecznością uwzględnienia w nim jednostek wytwórczych znajdujących się obecnie w budowie, niezbędne jest odpowiednie zakwalifikowanie tych jednostek na potrzeby procesów rynku mocy (art. 93a i art. 93b).

Zmiana reguluje harmonogram i terminy procesów rynku mocy w roku 2018, w którym zostaną przeprowadzone: certyfikacja ogólna, certyfikacja do aukcji głównej oraz aukcje główne dla pierwszych trzech okresów dostaw (art. 94).

Zmiana wynika z uzgodnień z Komisją Europejską dotyczących osobnej notyfikacji przepisów dotyczących ulg dla przedsiębiorców energochłonnych (art. 99).

Zmiana reguły wydatkowej wynikająca z przesunięcia wejścia w życie ustawy na rok 2018 (art. 100 ust. 1).

Zmiana reguły wydatkowej wynikająca z przesunięcia wejścia w życie ustawy na rok 2018. Zmiana wysokości kwot wynika z nieuwzględnienia w znajdujących się

w obecnym projekcie ustawy kwot z przeznaczeniem składek na ubezpieczenie społeczne, składek na fundusz pracy i dodatku stażowego (art. 101 ust. 1).

Zmiana zmienia termin wejścia w życie ustawy, co wynika z nowego przewidywanego harmonogramu i terminów procesów na rynku mocy (art. 102).