

U S T A W A

z dnia

o rynku mocy¹⁾

DZIAŁ I

Przepisy ogólne

Rozdział 1

Przedmiot ustawy

Art. 1. 1. Ustawa określa organizację rynku mocy oraz zasady świadczenia usługi pozostawania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego i dostarczania tej mocy do systemu w okresach zagrożenia.

2. Celem ustawy jest zapewnienie średnioterminowego i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju.

Rozdział 2

Definicje

Art. 2. 1. Użyte w ustawie określenia oznaczają:

- 1) aukcja dodatkowa – aukcję mocy, w której okresem dostaw jest kwartał roku kalendarzowego;
- 2) aukcja główna – aukcję mocy, w której okresem dostaw jest rok kalendarzowy;
- 3) aukcja mocy – aukcję, w której dostawca mocy oferuje operatorowi obowiązek mocowy na okres dostaw;
- 4) dostawca mocy – właściciela jednostki rynku mocy, będącego właścicielem jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy lub podmiotem upoważnionym przez właścicieli tych jednostek fizycznych do dysponowania nimi na rynku mocy;

¹⁾ Niniejszą ustawą zmienia się ustawy: ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, ustawę z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska, ustawę z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej oraz ustawę z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

- 5) jednostka fizyczna – wyodrębniony zespół urządzeń technicznych wraz z przyporządkowanymi im punktami pomiarowymi w systemie;
- 6) jednostka fizyczna redukcji zapotrzebowania – jednostkę fizyczną dostarczającą moc do systemu przez czasowe ograniczenie mocy pobieranej 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 i 1089) 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 posiadającym zdolność do dostawy mocy do systemu;
- 8) jednostka fizyczna wytwórcza istniejąca – jednostkę fizyczną wytwórczą przyłączoną do systemu i oddaną do eksploatacji przed rozpoczęciem certyfikacji ogólnej, do udziału w której zostanie zgłoszona ta jednostka;
- 9) jednostka fizyczna wytwórcza planowana – inną, niż określoną w pkt 8 jednostkę fizyczną wytwórczą, dla której przyłączenie do systemu i oddanie do eksploatacji jest planowane przed rozpoczęciem okresu dostaw, którego dotyczyć będzie aukcja główna, do udziału w której zostanie zgłoszona ta jednostka;
- 10) jednostka rynku mocy – jednostkę rynku mocy wytwórczą i jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania;
- 11) jednostka rynku mocy wytwórcza – jednostkę fizyczną 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, która uzyskała certyfikat do aukcji mocy;
- 13) jednostka fizyczna zagraniczna – jednostkę fizyczną zagraniczną wytwórczą i jednostkę fizyczną zagraniczną redukcji zapotrzebowania;
- 14) jednostka fizyczna zagraniczna wytwórcza – jednostkę fizyczną wytwórczą zlokalizowaną w państwie członkowskim Unii Europejskiej, którego system elektroenergetyczny jest bezpośrednio połączony z systemem;

- 15) jednostka fizyczna zagraniczna redukcji zapotrzebowania – jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania zlokalizowaną w państwie członkowskim Unii Europejskiej, którego system elektroenergetyczny jest bezpośrednio połączony z systemem;
- 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 15 kolejnych godzin, 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;
- 18) moc osiągalna jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania – wielkość maksymalnego czasowego ograniczenia mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej przez jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania, zmierzonego we wszystkich punktach pomiarowo-rozliczeniowych tej jednostki w miejscach połączenia z siecią;
- 19) moc osiągalna netto jednostki rynku mocy – sumę mocy osiągalnych netto wszystkich jednostek fizycznych wytwórczych albo sumę mocy osiągalnych wszystkich jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania wchodzących w skład jednostki rynku mocy;
- 20) obowiązek mocy – zobowiązanie dostawcy mocy do pozostawania w okresie dostaw w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej do systemu przez jednostkę rynku mocy oraz do dostawy określonej mocy elektrycznej do systemu w okresach zagrożenia;
- 21) odbiorca końcowy – odbiorcę końcowego energii elektrycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 13a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 22) okres dostaw – rok kalendarzowy albo kwartał, dla którego jest przeprowadzana aukcja mocy;
- 23) okres zagrożenia – pełną godzinę, w której nadwyżka mocy dostępnej dla operatora w procesach planowania dobowego pracy systemu jest niższa od wartości wymaganej, określonej zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 24) operator – operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego, o którym mowa w art. 3 pkt 24 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;

- 25) operator systemu dystrybucyjnego – operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, o którym mowa w art. 3 pkt 25 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 26) punkt pomiarowy – miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym dokonuje się pomiaru przepływającej energii elektrycznej, określone w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
- 27) sieć dystrybucyjna – sieć dystrybucyjną elektroenergetyczną, o której mowa w art. 3 pkt 11b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 28) sieć przesyłowa – sieć przesyłową elektroenergetyczną, o której mowa w art. 3 pkt 11a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 29) system – system elektroenergetyczny, o którym mowa w art. 3 pkt 23 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 30) taryfa – taryfę, o której mowa w art. 3 pkt 17 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 31) uczestnik rynku mocy – operatora, operatora systemu dystrybucyjnego, zarządcę rozliczeń, właściciela jednostki fizycznej lub podmiot przez niego upoważniony i dostawcę mocy.

2. Ilekroć w ustawie jest mowa o mocy osiągalnej netto lub mocy osiągalnej brutto jednostki fizycznej należy przez to także rozumieć moc osiągalną jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania.

DZIAŁ II

Organizacja rynku mocy

Rozdział 1

Przepisy ogólne

Art. 3. 1. Operator przeprowadza:

- 1) certyfikację ogólną – w celu pozyskania informacji o jednostkach fizycznych i wpisania ich do rejestru rynku mocy, zwanego dalej „rejestrem”;
- 2) certyfikację do aukcji głównej – w celu utworzenia jednostek rynku mocy i dopuszczenia ich do aukcji głównej;
- 3) certyfikację do aukcji dodatkowych – w celu utworzenia jednostek rynku mocy i dopuszczenia ich do jednej lub większej liczby aukcji dodatkowych.

2. Certyfikację ogólną rozpoczyna się w 1. tygodniu każdego roku, a kończy nie później niż w 8. tygodniu tego roku.

3. Certyfikację do aukcji głównej rozpoczyna się 23 tygodnie przed aukcją główną, a kończy nie później niż w 13. tygodniu przed aukcją główną.

4. Certyfikację do aukcji dodatkowych rozpoczyna się nie później niż 22 tygodnie przed pierwszą z aukcji dodatkowych, a kończy nie później niż w 10. tygodniu przed tą aukcją.

5. W procesie certyfikacji operator systemu dystrybucyjnego współpracuje z operatorem w sposób określony 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.

6. Operator informuje o datach rozpoczęcia i zakończenia certyfikacji, o których mowa w ust. 1, na swojej stronie internetowej.

Art. 4. 1. Aukcję biletową, aukcję główną oraz aukcje dodatkowe prowadzi się w postaci elektronicznej za pomocą internetowej platformy aukcyjnej.

2. Operator informuje o terminie przeprowadzenia aukcji biletowej, aukcji głównej oraz aukcji dodatkowych na swojej stronie internetowej.

3. Oferty i oświadczenia składane podczas aukcji biletowej, aukcji głównej oraz aukcji dodatkowych dostawca mocy opatruje kwalifikowanym podpisem elektronicznym.

Art. 5. Prezes URE może żądać od uczestników rynku mocy przedstawienia dokumentów lub informacji mających znaczenie dla oceny prawidłowości przebiegu certyfikacji lub aukcji mocy.

Rozdział 2

Udział mocy zagranicznych w rynku mocy

Art. 6. 1. Operator przeprowadza aukcje praw do oferowania obowiązku mocowego w aukcjach mocy przez jednostki fizyczne zagraniczne, zwane dalej „aukcjami biletowymi”.

2. Aukcje biletowe przeprowadza się odrębnie dla poszczególnych systemów przesyłowych w państwach członkowskich Unii Europejskiej, bezpośrednio połączonych z systemem.

3. Aukcje biletowe przeprowadza się w odniesieniu do roku dostaw następującego 6 lat po roku, w którym była przeprowadzona dana aukcja biletowa.

4. Aukcje biletowe przeprowadza się w listopadzie każdego roku.

Art. 7. 1. Operator, opracowuje informację o dostępnych na potrzeby aukcji biletowych zdolnościach przesyłowych na połączeniach między systemem a bezpośrednio połączonymi z nim systemami przesyłowymi państw członkowskich Unii Europejskiej, na podstawie historycznych i prognozowanych danych.

2. Operator przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii informację, o której mowa w ust. 1, do dnia 31 lipca każdego roku.

3. Minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, określa, do dnia 30 września każdego roku, w drodze rozporządzenia, wielkości podaży na aukcjach biletowych dotyczących poszczególnych systemów przesyłowych, o których mowa w art. 6 ust. 2, mając na względzie dostępne zdolności przesyłowe, o których mowa w ust. 1, politykę energetyczną państwa, w tym zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

Art. 8. 1. W aukcji biletowej uczestnik aukcji biletowej składa ofertę zakupu prawa do oferowania obowiązku mocowego na rynku mocy, zwanego dalej „biletem”.

2. Oferta zakupu biletu zawiera:

- 1) cenę za 1 MW;
- 2) maksymalną wielkość mocy, którą podmiot, o którym mowa w ust. 1, będzie mógł oferować w aukcji mocy.

3. Uczestnik aukcji biletowej może złożyć tylko jedną ofertę zakupu biletu.

4. Po upływie czasu na składanie ofert, złożone oferty szereguje się od najdroższej do najtańszej, a następnie począwszy od oferty najdroższej wybiera się oferty, których łączna wielkość mocy jest nie większa niż wielkość podaży w danej aukcji biletowej określona w przepisach wydanych na podstawie art. 7 ust. 3.

5. Cena zakupu biletu dla podmiotu, którego oferta została wybrana zgodnie z ust. 4, jest równa iloczynowi ceny za 1MW i wielkości mocy, oferowanych przez ten podmiot.

6. Operator wydaje bilet uczestnikowi aukcji biletowej, którego oferta została wybrana, pod warunkiem dokonania wpłaty na rachunek bankowy operatora, w terminie 14 dni od dnia ogłoszenia wyników aukcji biletowej, kwoty równej cenie zakupu biletu, o której mowa w ust. 5. Niewydanie biletu w wyniku braku wpłaty w terminie, nie powoduje zmiany uszeregowania ofert, o którym mowa w ust. 4.

7. Bilet zawiera co najmniej:

- 1) dane identyfikacyjne uczestnika aukcji biletowej;
- 2) maksymalną wielkość mocy, którą właściciel biletu będzie mógł zaoferować na rynku mocy;
- 3) numer identyfikacyjny biletu.

8. Bilet jest niepodzielny.

Art. 9. 1. Bilet uprawnia do złożenia wniosku o wpis jednostki fizycznej zagranicznej do rejestru w najbliższej certyfikacji ogólnej po aukcji biletowej oraz, po uzyskaniu wpisu do rejestru, do złożenia wniosku o wydanie certyfikatu dopuszczającego do udziału w najbliższej aukcji głównej lub w rynku wtórnym.

2. Bilet zachowuje ważność do dnia zakończenia najbliższej certyfikacji do aukcji głównej.

3. Prawa wynikające z biletu nie mogą zostać przeniesione na inny podmiot.

Art. 10. Operator, w terminie 21 dni od zakończenia aukcji biletowej, przedkłada ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, zwanemu dalej „Prezesem URE”, informację o przebiegu tej aukcji. Informacja ta zawiera w szczególności:

- 1) liczbę podmiotów, które złożyły ofertę zakupu prawa do oferowania obowiązku mocowego na rynku mocy oraz sumaryczną wielkość mocy tych ofert,
 - 2) cenę minimalną, cenę maksymalną oraz średnioważoną cenę zakupionych biletów,
 - 3) sumę iloczynów cen ofertowych i wielkości mocy ofert, które wygrały aukcję biletową,
 - 4) listę wystawionych biletów, wraz z oznaczeniem podmiotów, które je otrzymały
- oddzielnie dla poszczególnych systemów przesyłowych w państwach członkowskich Unii Europejskiej, bezpośrednio połączonych z systemem.

Rozdział 3

Certyfikacja ogólna

Art. 11. Właściciel jednostki fizycznej wytwórczej istniejącej, której moc osiągalna brutto jest nie mniejsza niż 2 MW jest obowiązany zgłosić jednostkę fizyczną wytwórczą do każdej certyfikacji ogólnej.

Art. 12. 1. W certyfikacji ogólnej właściciel jednostki fizycznej albo podmiot przez niego upoważniony składa operatorowi wniosek o wpis tej jednostki do rejestru, zwany dalej „wnioskiem o rejestrację”.

2. Wniosek o rejestrację zawiera:

- 1) dane identyfikacyjne jednostki fizycznej i jej właściciela;
- 2) dane identyfikacyjne podmiotu upoważnionego do działania w imieniu właściciela jednostki fizycznej, jeżeli został wskazany, oraz dokumenty upoważniające do działania w jego imieniu;
- 3) informacje o lokalizacji jednostki fizycznej;
- 4) parametry techniczne jednostki fizycznej oraz wykaz punktów pomiarowych;
- 5) w przypadku jednostki fizycznej wytwórczej – plan pracy na okres kolejnych 5 lat kalendarzowych, licząc od roku następującego po roku certyfikacji ogólnej, w tym czas planowanej niedyspozycyjności jednostki w tym okresie;
- 6) zgłoszenie danej jednostki fizycznej do udziału w najbliższej aukcji głównej lub w jednej lub w większej liczbie aukcji dodatkowych albo oświadczenie o nieuczestniczeniu w najbliższej aukcji głównej lub w aukcjach dodatkowych;
- 7) w przypadku jednostki fizycznej wytwórczej planowanej – wskazanie roku dostaw, którego będzie dotyczyć aukcja główna, do udziału, w której zostanie zgłoszona ta jednostka;
- 8) w przypadku jednostki fizycznej zagranicznej:
 - a) oświadczenie operatora systemu przesyłowego, właściwego ze względu na lokalizację tej jednostki, potwierdzające zgodność ze stanem faktycznym danych, o których mowa w pkt 1, 3 i 4,
 - b) zobowiązanie operatora systemu przesyłowego, o którym mowa w lit. a, do dostarczania operatorowi danych, w tym danych pomiarowo-rozliczeniowych, na potrzeby certyfikacji, a w przypadku objęcia tej jednostki obowiązkiem mocowym – weryfikacji wykonania tego obowiązku, w tym na potrzeby rozliczeń, na warunkach i w sposób określony w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 82,
 - c) numer identyfikacyjny biletu;
- 9) inne informacje określone w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 82.

3. Zgłaszając jednostkę fizyczną w certyfikacji ogólnej w roku następującym po roku, w którym jednostka ta została wpisana do rejestru, wnioskodawca może przedłożyć wniosek

o rejestrację zawierający tylko uzupełnienie lub zmianę informacji przekazanych w poprzedniej certyfikacji ogólnej.

4. W przypadku gdy dane zawarte we wniosku o rejestrację jednostki fizycznej wytwórczej planowanej uległy zmianie, wnioskodawca jest obowiązany zgłosić w najbliższej certyfikacji ogólnej uzupełnienie lub zmianę przekazanych uprzednio informacji.

Art. 13. 1. W przypadku gdy wniosek o rejestrację nie spełnia wymogów określonych w art. 12 ust. 2 operator wzywa wnioskodawcę do usunięcia wad lub braków formalnych wniosku w terminie określonym w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 82.

2. W przypadku nieusunięcia w terminie wad lub braków formalnych wniosku o rejestrację operator odmawia wpisania jednostki fizycznej do rejestru, o czym niezwłocznie informuje wnioskodawcę.

Art. 14. Operator, w terminie 14 dni od zakończenia certyfikacji ogólnej, przedkłada Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii informację o przebiegu tej certyfikacji. Informacja ta zawiera w szczególności:

- 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 fizyczne wytwórcze będące magazynem energii elektrycznej oraz jednostki fizyczne zagraniczne;
- 2) sumę mocy osiągalnej netto jednostek fizycznych, w stosunku do których zadeklarowano udział w aukcji głównej, w podziale na jednostki fizyczne wytwórcze planowane i istniejące, jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania, jednostki fizyczne wytwórcze będące magazynem energii elektrycznej oraz jednostki fizyczne zagraniczne;
- 3) wykaz podmiotów wezwanych do uzupełnienia wniosku, zgodnie z art. 13 ust. 1;
- 4) wykaz podmiotów, którym odmówiono wpisu do rejestru, zgodnie z art. 13 ust. 2;
- 5) proponowane wartości parametrów, o których mowa w art. 31 pkt 1, 2, 4 i 5 i w art. 32 ust. 1 pkt 2, 3, 5 i 6, ust. 2 pkt 1, 2 i 5 oraz ust. 6.

Rozdział 4

Certyfikacja do aukcji głównej i aukcji dodatkowych

Art. 15. 1. W certyfikacji do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych właściciel jednostki fizycznej lub podmiot przez niego upoważniony do dysponowania tą jednostką na rynku mocy składa operatorowi wniosek o:

- 1) utworzenie jednostki rynku mocy i dopuszczenie jej do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych albo dopuszczenie wyłącznie do udziału w rynku wtórnym lub
- 2) dopuszczenie do aukcji dodatkowych jednostki rynku mocy utworzonej w certyfikacji do aukcji głównej na ten sam rok dostaw

– zwany dalej „wnioskiem o certyfikację”.

2. Wniosek o certyfikację może dotyczyć wyłącznie jednostek fizycznych wpisanych do rejestru, z wpisem ważnym w chwili rozpoczęcia certyfikacji do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych.

3. Dostawca mocy nie może złożyć wniosku o certyfikację do aukcji głównej jednostki rynku mocy, w odniesieniu do której zawarł już wieloletnią umowę mocową obejmującą okres dostaw, którego dotyczy ta certyfikacja.

4. Jednostka rynku mocy objęta obowiązkiem mocowym na dany rok dostaw może zostać zgłoszona do certyfikacji do aukcji dodatkowych dotyczących tego roku, jeżeli składa się z tych samych jednostek fizycznych.

Art. 16. 1. Dostawca mocy może złożyć wniosek o utworzenie jednostki rynku mocy składającej się z:

- 1) jednostki fizycznej wytwórczej o mocy osiągalnej brutto nie mniejszej niż 2 MW;
- 2) jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania o mocy osiągalnej redukcji zapotrzebowania nie mniejszej niż 2 MW;
- 3) grupy jednostek fizycznych wytwórczych, których łączna moc osiągalna brutto wynosi nie mniej niż 2 MW, lecz nie więcej niż 50 MW, a maksymalna moc osiągalna brutto pojedynczej jednostki fizycznej w grupie tych jednostek jest nie większa niż 10 MW;
- 4) grupy jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania, których łączna moc osiągalna redukcji zapotrzebowania wynosi nie mniej niż 2 MW, lecz nie więcej niż 50 MW;
- 5) jednej jednostki fizycznej zagranicznej wytwórczej o mocy osiągalnej brutto nie mniejszej niż 2 MW;
- 6) jednej jednostki fizycznej zagranicznej redukcji zapotrzebowania o mocy osiągalnej redukcji zapotrzebowania nie mniejszej niż 2 MW.

2. W skład jednostki rynku mocy na dany rok dostaw nie może wchodzić jednostka fizyczna:

- 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 (Dz. U. z 2017 r. poz. 1148);

- 2) w odniesieniu do której wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, dla danego okresu dostaw, będzie składał wnioski o wydanie świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy wymienionej w pkt 1, inna niż:
 - a) instalacja spalania wielopaliwowego w rozumieniu art. 2 pkt 15 ustawy wymienionej w pkt 1 lub
 - b) układ hybrydowy w rozumieniu art. 2 pkt 34 ustawy wymienionej w pkt 1;
- 3) w odniesieniu do której wytwórca lub odbiorca energii elektrycznej będzie w danym roku świadczył na rzecz operatora usługę określoną w instrukcji, o której mowa w art. 9g ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, o charakterze świadczenia i wynagradzania zbliżonym do obowiązku mocowego na rynku mocy;
- 4) zagraniczna, w odniesieniu do której dostawca mocy będzie w roku dostaw świadczył na rzecz operatora systemu elektroenergetycznego w państwie członkowskim Unii Europejskiej usługę o charakterze zbliżonym do obowiązku mocowego na rynku mocy;
- 5) zagraniczna, w odniesieniu do której dostawca mocy będzie w roku dostaw korzystał z odpowiedniego systemu wsparcia wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych lub wysokosprawnej kogeneracji.

3. Prezes URE ogłasza w Biuletynie Informacji Publicznej na swojej stronie podmiotowej wykaz usług, o których mowa w ust. 2 pkt 3, i aktualizuje go niezwłocznie w przypadku zmiany instrukcji, o której mowa w art. 9g ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, dotyczącej tych usług.

Art. 17. 1. Jednostką rynku mocy może dysponować tylko jeden dostawca mocy na dany rok kalendarzowy.

2. Jednostka fizyczna może wchodzić w skład tylko jednej jednostki rynku mocy na dany rok kalendarzowy.

Art. 18. 1. Maksymalną wielkość obowiązku mocowego, jaką we wniosku o certyfikację można zaoferować na rynku mocy przez jednostkę rynku mocy, określa się z uwzględnieniem korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności wyznaczonego dla poszczególnych grup technologii, zwanego dalej „korekcyjnym współczynnikiem dyspozycyjności”.

2. Korekcyjny współczynnik dyspozycyjności wyznacza się corocznie na podstawie danych historycznych za okres ostatnich 5 lat dotyczących typowych dla danych grup technologii charakterystyk dostarczania mocy oraz awaryjności i ubytków mocy osiągalnej netto.

3. Wartości korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności dla poszczególnych grup technologii określa się w przedziale od 0 do 1.

4. Jeżeli jednostka rynku mocy składa się z grupy jednostek fizycznych należących do różnych grup technologii dostarczania mocy, korekcyjny współczynnik dyspozycyjności dla tej jednostki rynku mocy jest równy najniższemu ze współczynników dla jednostek fizycznych wchodzących w jej skład.

Art. 19. 1. Wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy wytwórczej zawiera:

- 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, pomniejszony o wielkość obowiązku mocowego wynikającego z umowy mocowej zawartej w wyniku aukcji głównej w odniesieniu do tej jednostki na ten sam rok kalendarzowy, którego dotyczą aukcje dodatkowe;
- 2) 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;
- 3) kopie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej przez jednostki fizyczne wchodzące w skład jednostki rynku mocy, jeżeli są wymagane zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne lub kopie promes koncesji;
- 4) moc osiągalną netto każdej z jednostek fizycznych w okresie dostaw;
- 5) informacje potwierdzające zdolność dostawy mocy osiągalnej netto przez poszczególne jednostki fizyczne wchodzące w skład jednostki rynku mocy w okresie dostaw, w tym informacje o zapewnieniu dostępności odpowiedniej ilości paliwa na potrzeby wykonania obowiązku mocowego;
- 6) informacje zawierające:
 - a) charakterystykę rozruchu i dopuszczalny zakres oraz szybkość zmian wielkości wytwarzania energii elektrycznej przez jednostki fizyczne wchodzące w skład jednostki rynku mocy,

- b) charakterystykę sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto, a w przypadku jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 3 pkt 35 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, także charakterystykę sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto i ciepła oraz sprawności ogólnej netto rozumianej jako stosunek wytwarzania netto energii elektrycznej i ciepła do zużycia energii chemicznej paliwa w jednostce kogeneracji,
 - c) dane, za rok kalendarzowy poprzedzający rok, w którym odbywa się certyfikacja do aukcji mocy, dotyczące kosztów operacyjnych stałych i zmiennych oraz kosztów kapitałowych jednostek fizycznych wchodzących w skład jednostki rynku mocy obejmujące:
 - jednostkowe koszty zmienne, inne niż koszty paliwa podstawowego i uprawnień do emisji,
 - koszty stałe operacyjne,
 - koszty stałe kapitałowe,
 - nakłady inwestycyjne związane z działaniami na aktywach składających się na tę jednostkę;
 - 7) informacje o istniejących i planowanych ograniczeniach czasu eksploatacji jednostki fizycznej, wynikających z odrębnych przepisów;
 - 8) oświadczenia, że nie zachodzą okoliczności, o których mowa w art. 16 ust. 2.
2. Dostawca mocy może ubiegać się o utworzenie nowej jednostki rynku mocy wytwórczej składającej się wyłącznie z jednej jednostki fizycznej, która w dniu rozpoczęcia certyfikacji ogólnej była jednostką fizyczną wytwórczą planowaną. W takim przypadku wniosek o certyfikację oprócz informacji, o których mowa w ust. 1, zawiera:
- 1) planowane lub poniesione nakłady finansowe oraz zakres rzeczowy prac związanych z tymi nakładami;
 - 2) dokumenty potwierdzające, że po oddaniu do eksploatacji jednostka fizyczna wytwórcza będzie spełniać atrybuty, o których mowa w art. 32 ust. 2;
 - 3) poświadczoną kopię:
 - a) umowy o przyłączenie do sieci albo warunków przyłączenia, jeżeli umowa taka nie została zawarta,
 - b) prawomocnego pozwolenia na budowę wydanego dla jednostki fizycznej, jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów prawa budowlanego i zostało wydane,

- c) prawomocnej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia wydanej na podstawie przepisów ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2016 r. poz. 353, z późn. zm.²⁾), jeżeli jest wymagana i została wydana;
- 4) informacje potwierdzające możliwość pozyskania finansowania;
- 5) harmonogram rzeczowo-finansowy inwestycji;
- 6) informację o okresie na jaki dostawca mocy zamierza zawrzeć umowę mocową, z uwzględnieniem art. 25 ust. 4.

3. Dostawca mocy może ubiegać się o utworzenie modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej składającej się wyłącznie z jednej jednostki fizycznej wytwórczej istniejącej. W takim przypadku wniosek o certyfikację oprócz informacji, o których mowa w ust. 1, zawiera:

- 1) planowane lub poniesione nakłady finansowe oraz zakres rzeczowy prac związanych z tymi nakładami;
- 2) moc osiągalną netto w okresie dostaw w przypadku rezygnacji z modernizacji;
- 3) wielkość obowiązku mocowego, która będzie oferowana w aukcji mocy w przypadku rezygnacji z modernizacji, nie wyższą niż:
 - a) wielkość obowiązku mocowego, którą dostawca mocy oferował w przypadku modernizacji,
 - b) iloczyn korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności i mocy, o której mowa w pkt 2;
- 4) dokumenty potwierdzające spełnienie atrybutów, o których mowa w art. 32 ust. 2;
- 5) informacje potwierdzające możliwość pozyskania finansowania na modernizację;
- 6) harmonogram rzeczowo-finansowy inwestycji;
- 7) informacje o zmianie parametrów techniczno-ekonomicznych w następstwie modernizacji;
- 8) informację o okresie obowiązywania umowy mocowej, z uwzględnieniem art. 25 ust. 4, którą dostawca mocy planuje zawrzeć w wyniku aukcji mocy w odniesieniu do tej jednostki.

²⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2016 r. poz. 831, 961, 1250, 1579 i 2003 oraz z 2017 r. poz. 820.

4. Dostawca mocy, który ubiega się o utworzenie jednostki rynku mocy wytwórczej składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej wytwórczej, przedstawia, oprócz informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 4–8, wielkość obowiązku mocowego, którą będzie oferował dla tej jednostki w aukcji mocy, nie większą niż iloczyn mocy osiągalnej netto jednostki i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności, oraz nie większą niż moc wynikająca z biletu jednostki fizycznej zagranicznej.

Art. 20. 1. Wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania zawiera informacje, o których mowa w art. 19 ust. 1, odpowiednio dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, w tym o zasobach lub układach umożliwiających redukcję zapotrzebowania obejmujące informacje dotyczące źródeł wytwarzania lub magazynów energii elektrycznej, jeżeli wchodzi w skład tej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

2. W przypadku gdy dostawca mocy ubiega się o certyfikację jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania jako potwierdzonej, wniosek o certyfikację zawiera także potwierdzenie wykonania testu zdolności redukcji zapotrzebowania.

3. Wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej redukcji zapotrzebowania zawiera informacje, o których mowa w art. 19 ust. 4, odpowiednio dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, w tym o zasobach lub układach umożliwiających redukcję zapotrzebowania obejmujące informacje dotyczące źródeł wytwarzania lub magazynów energii elektrycznej, jeżeli wchodzi w skład tej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

4. W przypadku gdy dostawca mocy ubiega się o certyfikację jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej redukcji zapotrzebowania jako potwierdzonej, wniosek o certyfikację zawiera także potwierdzenie wykonania testu zdolności redukcji zapotrzebowania.

Art. 21. Przedkładając w certyfikacji do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych wniosek o utworzenie jednostki rynku mocy uprzednio certyfikowanej, dostawca mocy może złożyć wniosek o certyfikację zawierający tylko uzupełnienie lub zmianę informacji przekazanych w poprzedniej certyfikacji do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych.

Art. 22. 1. W przypadku gdy wniosek o certyfikację nie spełnia wymogów określonych w art. 15, art. 16 ust. 1 i 2 lub w 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.

2. W przypadku nieusunięcia wad lub braków formalnych wniosku o certyfikację, w wyznaczonym terminie, operator odmawia wydania certyfikatu, o czym niezwłocznie informuje składającego wniosek.

Art. 23. Na podstawie wniosku o certyfikację, operator wydaje certyfikat potwierdzający utworzenie jednostki rynku mocy, jeżeli właściciel jednostki fizycznej lub podmiot przez niego upoważniony złożył wniosek o jej utworzenie, oraz dopuszczający tę jednostkę rynku mocy do:

- 1) udziału w aukcji głównej lub jednej, lub większej liczbie aukcji dodatkowych następujących bezpośrednio po tej certyfikacji, o ile w certyfikacji ogólnej zgłoszono do udziału w aukcji wszystkie jednostki fizyczne wchodzące w skład tej jednostki rynku mocy;
- 2) udziału w rynku wtórnym w odniesieniu do okresu dostaw, którego dotyczyła dana certyfikacja.

Art. 24. 1. Certyfikat wydawany dla jednostki rynku mocy zawiera co najmniej:

- 1) dane identyfikacyjne dostawcy mocy oraz jednostki rynku mocy;
- 2) kwalifikację jednostki rynku mocy zgodnie z art. 25 ust. 1;
- 3) okres dostaw, którego dotyczy certyfikat;
- 4) wskazanie aukcji mocy, do udziału w których dopuszcza certyfikat;
- 5) wielkość obowiązku mocowego, która będzie oferowana w aukcji mocy, której dotyczyła certyfikacja;
- 6) w przypadku modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej – wielkość obowiązku mocowego, która będzie oferowana w aukcji mocy w przypadku rezygnacji z modernizacji;
- 7) iloczyn mocy osiągalnej netto i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności;
- 8) informację o statusie jednostki rynku mocy, jako cenotwórcy albo cenobiorcy;
- 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;
- 10) informację o przynależności do jednej z grup jednostek rynku mocy, o których mowa w art. 32 ust. 4.

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

- 1) nowej jednostki rynku mocy wytwórczej – certyfikat wydany dla tej jednostki wygasa z dniem ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji mocy;
- 2) modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej – jednostka staje się istniejącą jednostką rynku mocy, a jej moc osiągalna jest równa wielkości określonej w ust. 1 pkt 6.

3. Operator, na wniosek dostawcy mocy złożony po zakończeniu aukcji, w wyniku której jednostka rynku mocy nie została objęta obowiązkiem mocowym, stwierdza wygaśnięcie certyfikatu.

Art. 25. 1. Wydając certyfikat dla jednostki rynku mocy wytwórczej w certyfikacji do aukcji głównej, operator kwalifikuje ją jako:

- 1) istniejącą jednostkę rynku mocy wytwórczą;
- 2) nową jednostkę rynku mocy wytwórczą – jeżeli składa się ona wyłącznie z jednostki fizycznej wytwórczej planowanej;
- 3) modernizowaną jednostkę rynku mocy wytwórczą – jeżeli dostawca mocy wykazał we wniosku o certyfikację, że jednostka fizyczna wytwórcza istniejąca spełnia parametry, o których mowa w art. 32 ust. 2, określone dla jednostek, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. c.

2. Wydając certyfikat dla jednostki rynku mocy wytwórczej w certyfikacji do aukcji dodatkowych, operator kwalifikuje ją jako istniejącą jednostkę rynku mocy wytwórczą.

3. Wydając certyfikat dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania w certyfikacji do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych, operator kwalifikuje ją jako:

- 1) potwierdzoną jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania – jeżeli do wniosku o certyfikację dołączono potwierdzenie testu zdolności redukcji zapotrzebowania, o którym mowa w art. 52 ust. 1;
- 2) niepotwierdzoną jednostkę rynku mocy redukcji – jeżeli do wniosku o certyfikację nie dołączono potwierdzenia testu zdolności redukcji zapotrzebowania, o którym mowa w art. 52 ust. 1.

4. Certyfikat uprawnia dostawcę mocy do oferowania obowiązku mocowego:

- 1) w przypadku nowej jednostki rynku mocy wytwórczej spełniającej parametry, o których mowa w art. 32 ust. 2, określone dla jednostek, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4

lit. a – określonego przez dostawcę mocy w certyfikacji do aukcji głównej, na nie więcej niż piętnaście kolejnych okresów dostaw;

- 2) w przypadku modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej spełniającej parametry, o których mowa w art. 32 ust. 2, określone dla jednostek, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. c, lub nowej jednostki rynku mocy wytwórczej spełniającej takie parametry, określone dla jednostek, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. b – określonego przez dostawcę mocy w certyfikacji do aukcji głównej, na nie więcej niż pięć kolejnych okresów dostaw;
- 3) w przypadku istniejącej jednostki rynku mocy wytwórczej oraz jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania lub nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, innej niż określona w pkt 1 i 2 – na jeden okres dostaw, w toku aukcji głównej;
- 4) w przypadku istniejącej jednostki rynku mocy wytwórczej lub jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania – na jeden okres dostaw, w toku aukcji dodatkowej.

5. Jednostka rynku mocy w aukcji głównej posiada:

- 1) status cenotwórcy – w przypadku:
 - a) nowej albo modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej,
 - b) jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania albo jednostki rynku mocy składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej redukcji zapotrzebowania,
 - c) jednostki rynku mocy składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej wytwórczej;
- 2) status cenobiorcy – w przypadku istniejącej jednostki rynku mocy wytwórczej.

6. Jednostka rynku mocy w aukcji dodatkowej posiada:

- 1) status cenotwórcy – w przypadku jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania;
- 2) status cenobiorcy – w przypadku istniejącej jednostki rynku mocy wytwórczej.

Art. 26. 1. W odniesieniu do nowej jednostki rynku mocy wytwórczej oraz niepotwierdzonej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, operator wydaje certyfikat warunkowy.

2. Certyfikat warunkowy uprawnia dostawcę mocy do udziału w aukcji mocy po ustanowieniu na rzecz operatora zabezpieczenia finansowego, o którym mowa w art. 49. W przypadku gdy dostawca mocy nie ustanowi zabezpieczenia finansowego w terminie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 50, traci uprawnienie do udziału w aukcji mocy z jednostką rynku mocy, której dotyczył certyfikat warunkowy.

3. Przepisu ust. 2 zdanie pierwsze w zakresie obowiązku złożenia zabezpieczenia nie stosuje się w przypadku gdy zostało ono już ustanowione na potrzeby poprzednich aukcji, a certyfikat dopuszczający do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych wydany dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania pozostaje w mocy.

Art. 27. Operator, w terminie 10 dni od zakończenia certyfikacji do aukcji głównej, przedkłada Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii informację o przebiegu tej certyfikacji. Informacja ta zawiera w szczególności:

- 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 oraz jednostki rynku mocy składające się z jednostki fizycznej zagranicznej;
- 2) wykaz jednostek fizycznych, które pomimo zgłoszenia udziału w aukcji głównej podczas certyfikacji ogólnej, nie przystąpiły do certyfikacji do aukcji głównej;
- 3) sumaryczną wielkość obowiązków mocowych, które będą oferowali dostawcy mocy w aukcji głównej, w podziale na cenotwórców i cenobiorców;
- 4) wykaz jednostek rynku mocy, w których skład wchodzi jednostki fizyczne z istniejącymi lub planowanymi ograniczeniami czasu eksploatacji wynikającymi z odrębnych przepisów oraz rodzajem tych ograniczeń;
- 5) wykaz podmiotów wezwanych do uzupełnienia wniosku zgodnie z art. 22 ust. 1;
- 6) wykaz podmiotów, którym odmówiono wydania certyfikatu, zgodnie z art. 22 ust. 2;
- 7) sumę iloczynów mocy osiągalnej netto jednostek rynku mocy, dla których został wydany certyfikat uprawniający do uczestnictwa tylko w rynku wtórnym, i ich korekcyjnych współczynników dyspozycyjności.

Art. 28. Operator, w terminie 10 dni od zakończenia certyfikacji do aukcji dodatkowych, przedkłada Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii informację o przebiegu tej certyfikacji. Informacja ta zawiera w szczególności:

- 1) liczbę utworzonych i dopuszczonych do udziału w aukcjach dodatkowych jednostek rynku mocy oraz sumę iloczynów ich mocy osiągalnej netto i korekcyjnych współczynników dyspozycyjności;

- 2) sumaryczną wielkość obowiązków mocowych, które będą oferowali dostawcy mocy w poszczególnych aukcjach dodatkowych, w podziale na cenotwórców i cenobiorców;
- 3) wykaz podmiotów wezwanych do uzupełnienia wniosku, zgodnie z art. 22 ust. 1;
- 4) wykaz podmiotów, którym odmówiono wydania certyfikatu, zgodnie z art. 22 ust. 2.

Rozdział 5

Aukcje mocy

Art. 29. 1. Na rynku mocy przeprowadza się aukcje mocy, w których dostawcy mocy oferują obowiązek mocowy.

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

- 1) aukcji głównej – odbywającej się od 15 listopada do 31 grudnia w roku ogłoszenia aukcji;
- 2) aukcji dodatkowych – odbywających się w pierwszym kwartale w roku następującym po roku ogłoszenia aukcji.

3. Aukcję główną przeprowadza się w piątym roku przed okresem dostaw.

4. Aukcje dodatkowe przeprowadza się w roku poprzedzającym rok, na który przypadają okresy dostaw każdej z tych aukcji, przy czym aukcje dodatkowe dla wszystkich okresów dostaw odbywają się w tym samym czasie.

Art. 30. 1. Aukcja mocy jest aukcją składającą się z wielu rund z malejącą ceną. Aukcję rozpoczyna się od ceny maksymalnej, którą obniża się w każdej kolejnej rundzie.

2. W danej rundzie aukcji mocy dostawca mocy oferuje w odniesieniu do jednostki rynku mocy obowiązek mocowy określony w certyfikacie po cenie równej:

- 1) cenie określonej w ofercie wyjścia, jeżeli dostawca mocy złożył ofertę wyjścia w danej lub we wcześniejszej rundzie albo
- 2) cenie wywoławczej kolejnej rundy, jeżeli dostawca mocy nie złożył oferty wyjścia i dana runda nie jest ostatnią rundą aukcji mocy, albo
- 3) cenie minimalnej, o której mowa w art. 31 pkt 5, jeżeli dostawca mocy nie złożył oferty wyjścia i dana runda jest ostatnią rundą aukcji mocy.

3. W aukcji mocy dostawca mocy może złożyć tylko jedną ofertę wyjścia w odniesieniu do jednostki rynku mocy.

4. Dostawca mocy, w odniesieniu do jednostki rynku mocy posiadającej status:

- 1) cenobiorcy, może w aukcji mocy składać oferty wyjścia z ceną mniejszą lub równą cenie maksymalnej określonej dla cenobiorców;

2) cenotwórcy, może w aukcji mocy składać oferty wyjścia z ceną nie wyższą niż cena maksymalna aukcji mocy.

5. Cena określona w ofercie wyjścia złożonej w danej rundzie:

- 1) nie może być wyższa od ceny wywoławczej danej rundy, lecz musi być wyższa od ceny wywoławczej kolejnej rundy;
- 2) nie może być wyższa od ceny maksymalnej określonej dla cenobiorcy, o której mowa w art. 32 ust. 1 pkt 2, jeżeli oferta dotyczy jednostki rynku mocy o statusie cenobiorcy;
- 3) musi być wyższa od ceny minimalnej, o której mowa w art. 31 pkt 5, jeżeli dana runda jest ostatnią rundą aukcji.

6. Dostawca mocy, który w aukcji głównej oferuje obowiązek mocowy na więcej niż jeden okres dostaw, może jednorazowo skrócić oferowany w odniesieniu do właściwej jednostki rynku mocy czas trwania obowiązku mocowego do jednego okresu dostaw, zgłaszając w dowolnej rundzie cenę minimalną wieloletniego obowiązku mocowego, przy czym cena ta nie może być wyższa niż cena wywoławcza tej rundy i musi być wyższa niż cena wywoławcza kolejnej rundy. Skrócenie czasu trwania obowiązku mocowego następuje, gdy obowiązek ten został objęty umową mocową zawartą po cenie niższej niż cena minimalna wieloletniego obowiązku mocowego.

7. Przed rozpoczęciem każdej rundy operator podaje uczestnikom aukcji oraz do publicznej wiadomości informacje obejmujące co najmniej:

- 1) cenę wywoławczą tej i kolejnej rundy;
- 2) przybliżoną łączną wielkość obowiązków mocowych oferowanych przez dostawców mocy po cenie nie wyższej niż cena wywoławcza tej rundy.

8. Dostawca mocy, który w aukcji głównej oferuje obowiązek mocowy w odniesieniu do modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej i nie złożył dla tej jednostki oferty wyjścia, może jednorazowo w dowolnej rundzie złożyć oświadczenie o zamiarze rezygnacji z modernizacji, wraz ze wskazaniem ceny, poniżej której nie zrealizuje tej modernizacji (cena minimalna modernizacji), przy czym cena ta nie może być wyższa niż cena wywoławcza tej rundy i musi być wyższa niż cena wywoławcza kolejnej rundy.

9. W przypadku gdy dostawca mocy złożył oświadczenie, o którym mowa w ust. 8, umowa mocowa może być zawarta w odniesieniu do tej modernizowanej jednostki wyłącznie po cenie nie mniejszej niż cena minimalna modernizacji. Jeżeli cena na aukcji spadnie poniżej ceny minimalnej modernizacji, wówczas ta jednostka zmienia status z modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej na istniejącą jednostkę rynku mocy wytwórczą o statusie

cenobiorcy, w odniesieniu do której jest oferowany obowiązek mocy, o którym mowa w art. 24 ust. 1 pkt 6. W takim przypadku oferowany czas trwania obowiązku mocowego ulega skróceniu do jednego okresu dostaw.

Art. 31. Popyt w aukcji mocy wyznacza się na podstawie:

- 1) zapotrzebowania na moc wyznaczonego zgodnie z art. 33;
- 2) ceny wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej, odzwierciedlającej alternatywny koszt pozyskania mocy przez operatora przez budowę jednostki wytwórczej o najniższych operacyjnych i kapitałowych kosztach stałych, z uwzględnieniem potencjalnej marży na sprzedaży energii elektrycznej i świadczeniu usług systemowych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 3) współczynnika zwiększającego cenę, o której mowa w pkt 2, służącego do wyznaczenia ceny maksymalnej obowiązującej w aukcji;
- 4) parametru wyznaczającego wielkość mocy poniżej zapotrzebowania, o którym mowa w pkt 1, dla której cena osiąga wartość maksymalną, o której mowa w pkt 3;
- 5) parametru wyznaczającego wielkość mocy ponad zapotrzebowanie, o którym mowa w pkt 1, dla której cena osiąga wartość minimalną równą 0,01 zł/ kW /miesiąc.

Art. 32. 1. Parametrami aukcji głównej są:

- 1) wielkości wyznaczające popyt w aukcji, o których mowa w art. 31;
- 2) cena maksymalna określona dla cenobiorcy, wyznaczona na podstawie kapitałowych i operacyjnych kosztów stałych;
- 3) maksymalna liczba rund aukcji;
- 4) określone dla poszczególnych grup technologii parametry techniczno-ekonomiczne (atrybuty), warunkujące kwalifikację jednostki rynku mocy wytwórczej 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 uprawnionej do oferowania obowiązków mocowych na nie więcej niż 5 okresów dostaw w aukcji głównej,
 - c) modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej uprawnionej do oferowania obowiązków mocowych na nie więcej niż 5 okresów dostaw w aukcji głównej;

- 5) minimalne wielkości obowiązków mocowych planowanych do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw, którego dotyczy aukcja główna;
- 6) korekcyjne współczynniki dyspozycyjności dla poszczególnych grup technologii.

2. Atrybuty obejmują:

- 1) jednostkowy poziom nakładów finansowych,
- 2) sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto, a w przypadku jednostek kogeneracji także sprawność ogólną netto lub
- 3) wskaźnik jednostkowej emisji dwutlenku węgla albo wielkość zmiany jego jednostkowej emisji, lub
- 4) wskaźniki jednostkowej emisji tlenków siarki, tlenków azotu oraz pyłów albo wielkości zmian ich jednostkowej emisji, lub
- 5) minimum techniczne wytwarzania energii elektrycznej wyrażone w stosunku do mocy osiągalnej netto, szybkość zmiany wielkości wytwarzania energii elektrycznej lub czas uruchomienia jednostki fizycznej wytwórczej

– wyznaczane odrębnie dla poszczególnych grup technologii, o których mowa w ust. 1 pkt 4.

3. Jednostkowy poziom nakładów finansowych, o którym mowa w ust. 2 pkt 1, poniesionych lub planowanych do poniesienia w okresie od stycznia 6. roku przed rokiem dostaw a rokiem dostaw dotyczy:

- 1) w przypadku modernizowanej jednostki rynku mocy – nakładów finansowych na budowę nowych układów technologicznych lub w zakresie działań na istniejących układach technologicznych na potrzeby technologiczne tej jednostki;
- 2) w przypadku nowej jednostki rynku mocy – nakładów finansowych na jednostkę fizyczną wytwórczą tworzącą jednostkę rynku mocy.

4. Jeżeli jest to uzasadnione realizacją polityki energetycznej państwa, minister właściwy do spraw energii może ustalić odrębne zasady rozstrzygnięcia aukcji głównej dla:

- 1) grupy jednostek rynku mocy składającej się z jednostek, o których mowa w ust. 1 pkt 4 lit. a;
- 2) grupy jednostek rynku mocy składającej się z jednostek, o których mowa w ust. 1 pkt 4 lit. b i c.

5. W przypadku ustalenia odrębnych zasad rozstrzygnięcia aukcji głównej, parametrami aukcji są ponadto:

- 1) zapotrzebowanie na moc oczekiwane do pokrycia odpowiednio przez grupy jednostek, o których mowa w ust. 4;
- 2) najwyższe ceny, po których może nastąpić zawarcie umów mocowych przez właściciela jednostki w tych grupach, w przypadku odrębnego rozstrzygnięcia aukcji.

6. Parametrami aukcji dodatkowych są parametry, o których mowa w ust. 1 pkt 1–3, wyznaczone odpowiednio dla kwartałów dostaw oraz parametry, o których mowa w ust. 1 pkt 6, które były ustalone dla aukcji głównej dla tego samego roku dostaw.

Art. 33. Zapotrzebowanie na moc w aukcji mocy wyznacza się na podstawie:

- 1) prognozowanego zapotrzebowania na moc w systemie w danym okresie dostaw;
- 2) wymaganego poziomu rezerw mocy ponad zapotrzebowanie w danym okresie dostaw, wyznaczonego na podstawie przyjętego standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, określonego w przepisach wydanych na podstawie art. 67, rozumianego jako dopuszczalny oczekiwany czas braku dostaw mocy elektrycznej do odbiorców końcowych, wyrażony w godzinach na rok;
- 3) wielkości mocy:
 - a) zapewnianej przez jednostki fizyczne nie wchodzące w skład jednostek rynku mocy,
 - b) wynikającej z obowiązujących umów mocowych, których przedmiotem są obowiązki mocowe na ten sam okres dostaw,
 - c) w przypadku aukcji głównej – planowanej do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych,
 - d) połączeń międzysystemowych z uwzględnieniem możliwości ich wykorzystania na potrzeby pokrycia zapotrzebowania na moc w systemie oraz wyników aukcji biletowej.

Art. 34. 1. Minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określa, w drodze rozporządzenia, parametry najbliższej aukcji głównej i najbliższych aukcji dodatkowych, o których mowa w art. 32:

- 1) ust. 1, z wyjątkiem wielkości, o której mowa w art. 31 pkt 1,
- 2) ust. 5 pkt 2,

3) ust. 6

– mając na względzie politykę energetyczną państwa, adekwatność stosowanych parametrów do potrzeb systemu, zapewnienie bezpieczeństwa systemu oraz równoprawne i niedyskryminacyjne traktowanie dostawców mocy.

2. Minister właściwy do spraw energii wydaje rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, nie później niż 25 tygodni przed rozpoczęciem każdej aukcji głównej.

Art. 35. 1. Minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określa, w drodze rozporządzenia, zapotrzebowanie na moc, o którym mowa w art. 31 pkt 1 i w art. 32 ust. 5 pkt 1, dla okresu dostaw, dla którego jest organizowana najbliższa aukcja główna i najbliższe aukcje dodatkowe, mając na względzie adekwatność stosowanych parametrów do potrzeb systemu, zapewnienie bezpieczeństwa systemu oraz równoprawne i niedyskryminacyjne traktowanie dostawców mocy.

2. Minister właściwy do spraw energii wydaje rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, nie później niż 2 tygodnie przed rozpoczęciem każdej aukcji głównej.

Art. 36. 1. W przypadku wystąpienia awarii internetowej platformy aukcyjnej, za pomocą której aukcja jest lub ma zostać przeprowadzona:

- 1) Prezes URE może, na wniosek operatora, wstrzymać rozpoczęcie aukcji mocy, w drodze postanowienia;
- 2) operator może wstrzymać, nie dłużej niż na 24 godziny, rozpoczęcie aukcji mocy lub zawiesić rozpoczętą aukcję mocy, niezwłocznie powiadamiając Prezesa URE oraz ministra właściwego do spraw energii wraz z podaniem przyczyn jej wstrzymania lub zawieszenia.

2. Prezes URE niezwłocznie po ustaniu przyczyn wstrzymania aukcji mocy ogłasza, w drodze postanowienia, nowy termin rozpoczęcia wstrzymanej aukcji mocy.

3. Operator wznawia zawieszoną aukcję mocy niezwłocznie po ustaniu przyczyn jej zawieszenia.

4. Na postanowienie, o którym mowa w ust. 1 pkt 1 i ust. 2, nie przysługuje zażalenie.

Art. 37. 1. Aukcja mocy kończy się, gdy:

- 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 oraz obowiązków mocowych, o których mowa w ust. 6, jest nie większa niż popyt na moc lub

2) zakończyła się ostatnia runda.

2. Operator wskazuje jednostki rynku mocy, w odniesieniu do których w wyniku aukcji mocy zostaną zawarte umowy mocowe, uwzględniając:

- 1) wyznaczony popyt na moc;
- 2) złożone oferty wyjścia oraz oświadczenia o rezygnacji z modernizacji;
- 3) łączną wielkość obowiązków mocowych wynikających z odrębnego zakończenia aukcji głównej dla grup jednostek, o którym mowa w ust. 6;
- 4) niepodzielność obowiązków mocowych oferowanych w aukcji.

3. Ze względu na warunek niepodzielności, o którym mowa w ust. 2 pkt 4, na podstawie analizy kosztów i korzyści sporządzonej w sposób określony w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 82, łączna wielkość obowiązków mocowych, dla których zawiera się umowy mocowe, może być mniejsza lub większa niż ustalony popyt na moc w rundzie kończącej.

4. W przypadku, gdy aukcja mocy zakończyła się w sposób, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, ceną zamknięcia aukcji mocy jest najwyższa cena, po której zaoferowano obowiązek mocowy w odniesieniu do jednostek rynku mocy, o których mowa w ust. 2.

5. W przypadku, gdy aukcja mocy zakończyła się w sposób, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, a łączna wielkość obowiązków mocowych oferowanych przez dostawców mocy jest większa niż popyt na moc, jako cenę zamknięcia aukcji mocy przyjmuje się cenę, o której mowa w art. 31 pkt 5, a umowy mocowe zawiera się w odniesieniu do wszystkich jednostek rynku mocy, dla których dostawcy mocy nie złożyli ofert wyjścia, uwzględniając złożone oświadczenia o rezygnacji z modernizacji.

6. W przypadku ustalenia odrębnych zasad rozstrzygnięcia aukcji głównej, aukcja ta kończy się odrębnie dla każdej z grup jednostek, o których mowa w art. 32 ust. 4, jeżeli:

- 1) po zakończeniu rundy aukcyjnej łączna wielkość obowiązków mocowych oferowanych przez dostawców mocy, którzy nie zgłosili ofert wyjścia w odniesieniu do jednostek w grupie i nie złożyli oświadczeń o rezygnacji z modernizacji w przypadku jednostek, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. c, jest nie większa niż zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez grupę jednostek, o którym mowa w art. 32 ust. 5 pkt 1, oraz
- 2) w zakończonej rundzie dostawca mocy złożył w odniesieniu do jednostki w odpowiedniej grupie ofertę wyjścia lub oświadczenie o rezygnacji z modernizacji w przypadku jednostki, o której mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. c, zawierającą cenę nie wyższą niż cena, o której mowa w art. 32 ust. 5 pkt 2.

7. W przypadku odrębnego zakończenia aukcji głównej dla grup jednostek, o których mowa w art. 32 ust. 4:

- 1) operator wskazuje jednostki rynku mocy, w odniesieniu do których w wyniku aukcji zawiera się umowy mocowe, uwzględniając:
 - a) zapotrzebowanie na moc, o którym mowa w art. 32 ust. 5 pkt 1,
 - b) cenę, o której mowa w art. 32 ust. 5 pkt 2,
 - c) złożone oferty wyjścia w odniesieniu do jednostek w odpowiedniej grupie oraz oświadczenia o rezygnacji z modernizacji,
 - d) niepodzielność obowiązków mocowych oferowanych w aukcji;
- 2) ceną zamknięcia aukcji dla danej grupy jednostek jest:
 - a) najwyższa cena, po której zaoferowano obowiązek mocowy objęty umową mocową w odniesieniu do jednostek z tej grupy, albo
 - b) cena zamknięcia aukcji, o której mowa w ust. 4, jeżeli jej zakończenie nastąpiło po cenie wyższej niż cena, o której mowa w lit. a.

8. Ze względu na warunek niepodzielności, o którym mowa w ust. 7 pkt 1 lit. d, na podstawie analizy kosztów i korzyści sporządzonej w sposób określony w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 82, łączna wielkość obowiązków mocowych, dla których zawiera się umowy mocowe, może być mniejsza albo większa niż zapotrzebowanie na moc, o którym mowa w art. 32 ust. 5 pkt 1, w rundzie kończącej aukcję w danej grupie.

Art. 38. Jednostka fizyczna wchodząca w skład jednostki rynku mocy, która mimo udziału w aukcji głównej i aukcjach dodatkowych na ten sam rok dostaw nie została objęta obowiązkiem mocowym, może zostać wycofana z eksploatacji po upływie roku od dokonania zgłoszenia wycofania z eksploatacji tej jednostki, na zasadach uzgodnionych z operatorem systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jednostka ta jest przyłączona.

Art. 39. 1. Operator, w terminie 3 dni roboczych od zakończenia aukcji mocy, zamieszcza w rejestrze oraz podaje do publicznej wiadomości wstępne wyniki aukcji zawierające:

- 1) wykaz jednostek rynku mocy, w odniesieniu do których zawarto umowy mocowe, wraz ze wskazaniem dostawców mocy;
- 2) informacje o wielkości obowiązków mocowych wynikających z zawartych umów mocowych oraz okresów obowiązywania tych umów;

3) cenę zamknięcia aukcji mocy albo w przypadku gdy odrębnie zakończono aukcję główną dla grup jednostek, o których mowa w art. 32 ust. 4, ceny zamknięcia tej aukcji.

2. Operator przekazuje informację o przebiegu aukcji mocy ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi URE, w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia zakończenia aukcji mocy.

Art. 40. 1. W przypadku gdy aukcja mocy została przeprowadzona z naruszeniem przepisów ustawy lub warunków aukcji, lub uczestnik dopuścił się zachowania niezgodnego z przepisami prawa lub regulaminem rynku mocy, o którym mowa w art. 82:

- 1) jeżeli miało to istotny wpływ na wynik aukcji – Prezes URE, w drodze decyzji, unieważnia aukcję mocy,
- 2) minister właściwy do spraw energii lub Prezes URE może, w drodze decyzji, unieważnić aukcję mocy

– w terminie 14 dni od dnia zakończenia aukcji mocy.

2. W przypadku gdy wykonanie umów mocowych zawartych w wyniku aukcji będzie stanowiło zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii, minister właściwy do spraw energii, w terminie 21 dni od dnia zakończenia aukcji mocy może, w drodze decyzji, unieważnić aukcję mocy.

3. Prezes URE ogłasza ostateczne wyniki aukcji mocy w Biuletynie Informacji Publicznej na swojej stronie podmiotowej, w pierwszym dniu roboczym następującym po 21. dniu od dnia zakończenia aukcji mocy.

4. Jeżeli aukcja mocy zostanie unieważniona z przyczyn określonych w ust. 1 lub ust. 2, minister właściwy do spraw energii ogłasza termin przeprowadzenia nowej aukcji mocy w terminie 14 dni od dnia wydania decyzji o unieważnieniu aukcji. Certyfikaty wydane przed unieważnioną aukcją mocy zachowują ważność i stanowią podstawę dopuszczenia do udziału w nowej aukcji.

Rozdział 6

Umowa mocowa

Art. 41. Przez umowę mocową:

- 1) dostawca mocy zobowiązuje się do wykonywania, przez oznaczony czas, obowiązku mocowego przez określoną jednostkę rynku mocy zgodnie z wynikiem aukcji mocy;
- 2) operator zobowiązuje się do:
 - a) weryfikacji wykonywania obowiązku mocowego,

- b) przekazywania informacji niezbędnych do wystawienia przez dostawcę mocy dokumentów księgowych stanowiących podstawę do wypłacenia wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego,
 - c) ustalania wysokości kar należnych od dostawcy mocy za niewykonanie obowiązku mocowego;
- 3) zarządca rozliczeń rynku mocy, o którym mowa w art. 60 ust. 2, zobowiązuje się do zapłaty wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego.

Art. 42. 1. Umowa mocowa zawiera co najmniej:

- 1) oznaczenie jednostki rynku mocy, przez którą dostawca mocy wykonuje obowiązek mocowy;
- 2) okres trwania obowiązku mocowego;
- 3) sposób wykonywania obowiązku mocowego i wynagrodzenie za jego wykonanie, w tym cenę;
- 4) postanowienia dotyczące:
 - a) uiszczania kar, o których mowa w art. 58,
 - b) zatrzymywania zabezpieczeń, o których mowa w art. 49,
 - c) monitorowania postępów inwestycyjnych jednostki rynku mocy lub jej modernizacji, jeżeli umowa dotyczy nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy,
 - d) wykonania testu zdolności redukcji zapotrzebowania, o którym mowa w art. 52 ust. 1, jeżeli umowa dotyczy niepotwierdzonej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania;
- 5) warunki jej rozwiązania;
- 6) odpowiedzialność stron za niewykonanie lub nienależyte wykonanie umowy.

2. Wzór umowy mocowej stanowi załącznik do regulaminu rynku mocy, o którym mowa w art. 82.

Art. 43. 1. Umowa mocowa zostaje zawarta z chwilą ogłoszenia wstępnych wyników aukcji, o których mowa w art. 39 ust. 1, pod warunkiem zawieszającym do czasu ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji.

2. Umowa mocowa może zostać także zawarta w wyniku transakcji na rynku wtórnym, z chwilą wpisania tej transakcji do rejestru.

3. Umowę mocową zawiera się na czas oznaczony.

4. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego staje się należne z dniem rozpoczęcia okresu dostaw, z zastrzeżeniem art. 59 ust. 5.

5. Jeżeli umowa mocowa dotyczy nowej albo modernizowanej jednostki rynku mocy, wynagrodzenie staje się należne pod warunkiem wykazania przez dostawcę mocy spełnienia wymagań, o których mowa w art. 51.

Art. 44. Umowę mocową zawiera się w formie elektronicznej pod rygorem nieważności.

Art. 45. 1. Umowa mocowa ulega rozwiązaniu, jeżeli dotyczyła:

- 1) nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, a dostawca mocy nie spełnił wymagań, o których mowa w art. 51 ust. 1;
- 2) nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, a dostawca mocy nie spełnił wymagań, o których mowa w art. 51 ust. 2, przed zakończeniem trzeciego roku dostaw albo przed zakończeniem trwania umowy mocowej, jeżeli została zawarta na mniej niż trzy lata dostaw;
- 3) niepotwierdzonej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, a dostawca mocy nie uzyskał potwierdzenia testu zdolności redukcji zapotrzebowania, o którym mowa w art. 52 ust. 1, przed rozpoczęciem okresu dostaw.

2. W przypadku gdy umowa mocowa dotyczy modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej, a dostawca mocy nie spełnił obowiązku, o którym mowa w art. 51 ust. 1 lub ust. 2, czas trwania umowy mocowej ulega skróceniu do jednego roku, a dostawca mocy nie może otrzymać dla tej jednostki certyfikatu jako modernizowanej jednostki rynku mocy w dwóch kolejnych certyfikacjach do aukcji głównej następujących po roku, w którym nastąpiło skrócenia czasu trwania umowy mocowej.

Art. 46. 1. Jeżeli umowa mocowa uległa rozwiązaniu w przypadku, o którym mowa w art. 45 ust. 1:

- 1) operator zatrzymuje lub realizuje zabezpieczenie finansowe, o którym mowa w art. 49 ust. 1, jako karę za niewykonanie umowy mocowej;
- 2) dostawca mocy, który został zwolniony z obowiązku ustanowienia zabezpieczenia finansowego, o którym mowa w art. 49 ust. 1, uiszcza karę w wysokości równej kwocie zabezpieczenia, które byłby obowiązany ustanowić gdyby nie został zwolniony z tego obowiązku.

2. W przypadku gdy umowa mocowa dotyczy nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, za każdy miesiąc roku dostaw, który rozpoczął się przed spełnieniem przez dostawcę mocy wymagań, o których mowa w art. 51 ust. 2, dostawca mocy płaci karę w wysokości 15% wartości niewykonanego obowiązku mocowego, obliczonej na podstawie najwyższej ceny zamknięcia aukcji mocy dotyczącej danego roku dostaw.

Rozdział 7

Rynek wtórny

Art. 47. 1. Dostawca mocy, w ramach transakcji na rynku wtórnym, może po zakończeniu:

- 1) aukcji dodatkowych – przenieść na jednostkę rynku mocy innego dostawcy mocy obowiązek mocowy w części lub w całości, w odniesieniu do całości okresu dostaw lub jego części, z zastrzeżeniem, że przedmiotem obrotu może być wyłącznie przyszła część okresu dostaw (obrot wtórny obowiązkiem mocowym);
- 2) okresu zagrożenia – rozliczać w całości lub w części niewykonanie obowiązku mocowego dostarczeniem mocy przez inną jednostkę rynku mocy ponad wielkość wymaganą w tym okresie zagrożenia w odniesieniu do tej jednostki zgodnie z art. 56 ust. 1 pkt 2 (realokacja wielkości wykonanego obowiązku mocowego).

2. Transakcje, o których mowa w ust. 1:

- 1) dotyczą:
 - a) jednostek rynku mocy certyfikowanych na ten sam rok dostaw, przy czym jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania musi posiadać status jednostki potwierdzonej,
 - b) jednostek rynku mocy składającymi się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w tym samym systemie przesyłowym, z tym że zastrzega się, że obowiązek mocowy 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;
- 2) nie mogą dotyczyć:
 - a) obowiązku mocowego wykonywanego przez nową jednostkę rynku mocy wytwórczą, jeżeli dostawca mocy nie spełnił wymagań, o których mowa w art. 51 ust. 2,

- b) jednostek rynku mocy, w odniesieniu do których dostawca mocy nie uiszczył kary, o której mowa w art. 58;
- 3) muszą zostać zgłoszone do rejestru:
 - a) w przypadku transakcji, o którym mowa w ust. 1 pkt 1 – najpóźniej na dobę przed rozpoczęciem okresu, którego dotyczą,
 - b) w przypadku transakcji, o którym mowa w ust. 1 pkt 2 – najpóźniej w 5. dniu po zakończeniu danego okresu zagrożenia;
- 4) muszą spełniać inne wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 67.

Art. 48. 1. Transakcja, o której mowa w art. 47 ust. 1, jest skuteczna, pod warunkiem że została zgłoszona do rejestru i operator nie wyraził sprzeciwu wobec transakcji oraz dokonał wpisu tej transakcji do rejestru.

2. Operator może wyrazić sprzeciw wobec transakcji, o której mowa w art. 47 ust. 1, w terminie 3 dni roboczych od otrzymania zgłoszenia, jeżeli transakcja ta byłaby niezgodna z art. 47 ust. 2.

Rozdział 8

Zabezpieczenia

Art. 49. 1. W przypadku wydania certyfikatu warunkowego, o którym mowa w art. 26 ust. 1, dostawca mocy jest obowiązany do ustanowienia na rzecz operatora zabezpieczenia finansowego.

2. Dostawcę mocy zwalnia się z obowiązku ustanowienia zabezpieczenia finansowego, w przypadku gdy posiada ocenę inwestycyjną (rating), dokonaną przez wyspecjalizowaną instytucję, na minimalnym poziomie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 50.

Art. 50. 1. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe warunki i sposób wnoszenia zabezpieczenia finansowego, mając na względzie konieczność zapewnienia właściwego wykonania obowiązku mocowego przez dostawców mocy oraz proporcjonalność ustanawianego zabezpieczenia.

2. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, określa:

- 1) wysokość zabezpieczenia finansowego odniesioną do wielkości obowiązku mocowego;
- 2) formy, w jakich zabezpieczenie finansowe może być złożone;
- 3) termin ustanowienia i zwrotu zabezpieczenia finansowego;

- 4) minimalny poziom ratingu, stanowiący podstawę zwolnienia z obowiązku ustanowienia zabezpieczenia finansowego oraz instytucje uprawnione do jego dokonania.

Art. 51. 1. Dostawca mocy, który w wyniku aukcji głównej zawarł umowę mocową dotyczącą nowej albo modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej, w terminie 12 miesięcy od dnia ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji mocy, przedstawia operatorowi dokumenty potwierdzające:

- 1) poniesienie nakładów finansowych w wysokości co najmniej 10% całkowitych planowanych nakładów finansowych;
- 2) zawarcie umów związanych z inwestycją o łącznej wartości wynoszącej co najmniej 20% całkowitych planowanych nakładów finansowych.

2. Przed rozpoczęciem pierwszego okresu dostaw, którego dotyczy zawarta umowa mocowa, dostawca mocy przedstawia operatorowi dokumenty potwierdzające:

- 1) możliwość dostarczenia mocy przez nową albo modernizowaną jednostkę rynku mocy wytwórczą, której dotyczy ta umowa, 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 nową albo modernizowaną jednostkę rynku mocy wytwórczą;
- 3) spełnienie atrybutów, o których mowa w art. 32 ust. 2;
- 4) wielkość udzielonej pomocy publicznej, o której mowa w art. 61 ust. 1.

Art. 52. 1. Nie później niż na miesiąc przed rozpoczęciem okresu dostaw określonego w umowie mocowej dotyczącej niepotwierdzonej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania dostawca mocy wykonuje test zdolności redukcji zapotrzebowania, zwany dalej „testem”, polegający na dostarczaniu mocy w sposób ciągły przez okres co najmniej godziny.

2. Test przeprowadza operator po otrzymaniu od dostawcy mocy zgłoszenia o gotowości do przeprowadzenia testu. W przypadku jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, w skład której wchodzi jednostki fizyczne przyłączone do sieci dystrybucyjnej, operator przeprowadza test we współpracy z operatorem systemu dystrybucyjnego.

3. Jeżeli w wyniku testu dostawca mocy dostarczył moc w wysokości:

- 1) nie mniejszej niż 80% iloczynu mocy osiągalnej i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności wskazanych w certyfikacie, uznaje się to za pozytywny wynik testu, a operator wydaje potwierdzenie zdolności redukcji zapotrzebowania;
- 2) mniejszej niż 80% iloczynu mocy osiągalnej i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności wskazanych w certyfikacie, uznaje się to za negatywny wynik testu.

4. Dostawca mocy, na podstawie wniosku złożonego nie później niż 3 dni robocze po przeprowadzeniu testu, otrzymuje potwierdzenie, o którym mowa w ust. 3 pkt 1, mimo negatywnego jego wyniku, jeżeli dostarczył moc w wysokości nie mniejszej niż 50% iloczynu mocy osiągalnej i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności wskazanych w certyfikacie. Potwierdzenie określa moc osiągalną odpowiadającą rzeczywiście wykonanemu obowiązkowi mocowemu podczas testu. W takim przypadku obowiązek mocowy tej jednostki i wynagrodzenie określone w umowie mocowej oraz moc osiągalną określoną w certyfikacie, obniża się odpowiednio.

Art. 53. Dostawca mocy otrzymuje zwrot zabezpieczenia finansowego z chwilą:

- 1) przedstawienia dokumentów, o których mowa w art. 51 ust. 2;
- 2) otrzymania potwierdzenia, o którym mowa w art. 52 ust. 3 pkt 1;
- 3) otrzymania potwierdzenia zgodnie z art. 52 ust. 4, z zastrzeżeniem, że w takim przypadku, 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. 3;
- 5) wygaśnięcia certyfikatu zgodnie z art. 24 ust. 2 pkt 1.

Rozdział 9

Rejestr rynku mocy

Art. 54. 1. Rejestr prowadzi operator.

2. Rejestr jest elektroniczną platformą prowadzenia rynku mocy, gromadzenia, przetwarzania i wymiany danych handlowych, rozliczeniowych i technicznych na tym rynku oraz składania określonych w ustawie oświadczeń uczestników rynku mocy, w tym zawierania transakcji na rynku wtórnym.

3. Rejestr zawiera w szczególności informacje dotyczące:

- 1) terminów, warunków oraz wyników certyfikacji, w tym pozyskanych danych;

- 2) jednostek fizycznych uzyskane w certyfikacji ogólnej;
- 3) jednostek rynku mocy i przyznanych im certyfikatów;
- 4) dostawców mocy biorących udział w rynku mocy wraz z jednostkami rynku mocy, którymi dysponują;
- 5) wyników aukcji biletowych, w tym wydanych biletów;
- 6) terminów aukcji mocy;
- 7) wstępnych i ostatecznych wyników aukcji mocy;
- 8) oświadczeń składanych przez uczestników aukcji mocy w toku aukcji wraz ze wskazaniem czasu ich złożenia;
- 9) ogłoszonych okresów zagrożenia;
- 10) obowiązujących umów mocowych;
- 11) wykonania obowiązków mocowych;
- 12) wynagrodzenia za wykonanie obowiązku mocowego, kar za niewykonanie tego obowiązku oraz premii za wykonanie obowiązku mocowego ponad wymagany poziom;
- 13) treści oświadczeń uczestników rynku mocy innych niż określone w pkt 8;
- 14) transakcji na rynku wtórnym.

4. Wpis do rejestru dotyczący certyfikacji ogólnej odnoszący się do:

- 1) jednostki fizycznej wytwórczej planowanej – zachowuje ważność do zakończenia certyfikacji do aukcji głównej wskazanej zgodnie z art. 12 ust. 2 pkt 7;
- 2) jednostki fizycznej innej niż określona w pkt 1 – zachowuje ważność do rozpoczęcia certyfikacji ogólnej w kolejnym roku.

5. Operator zapewnia wgląd do rejestru ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi URE.

6. Rejestr jest jawny dla uczestników rynku mocy, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.

7. Operator administruje i przetwarza dane zawarte w rejestrze w trybie i na zasadach określonych w przepisach ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. o ochronie danych osobowych (Dz. U. z 2016 r. poz. 922).

Art. 55. 1. Operator prowadzi rejestr, dbając o bezpieczeństwo, aktualność i trwałość danych w nim zapisanych.

2. Domniemywa się, że dane zapisane w rejestrze są zgodne ze stanem faktycznym.

3. Oświadczenia składane w rejestrze zostają złożone z chwilą wpisu do tego rejestru.

4. Wnioski, informacje i oświadczenia składane w rejestrze opatruje się kwalifikowanym podpisem elektronicznym.

DZIAŁ III

Wykonanie obowiązku mocowego i rozliczenia na rynku mocy

Rozdział 1

Wykonanie obowiązku mocowego

Art. 56. 1. Wykonywanie obowiązku mocowego polega na:

- 1) pozostawaniu w gotowości do dostarczania przez jednostkę rynku mocy określonej w umowie mocowej mocy elektrycznej do systemu oraz
- 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 lub
- 3) dostarczeniu mocy elektrycznej do systemu przesyłowego państwa członkowskiego Unii Europejskiej, bezpośrednio połączonego z systemem, 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 jednostki fizycznej zagranicznej zlokalizowanej w tym systemie.

2. Obowiązek:

- 1) o którym mowa w ust. 1 pkt 1, powstaje z dniem rozpoczęcia okresu dostaw, na który została zawarta umowa mocowa i trwa do czasu zakończenia tego okresu;
- 2) o którym mowa w ust. 1 pkt 2 i 3, powstaje z chwilą rozpoczęcia każdego okresu zagrożenia i trwa do jego zakończenia.

3. Dostawca mocy wykonuje obowiązek mocowy w zakresie dostarczenia mocy w okresie zagrożenia dla jednostki rynku mocy:

- 1) w skład której wchodzi wyłącznie jednostki fizyczne uczestniczące aktywnie w bilansowaniu systemu w ramach mechanizmu centralnego bilansowania – przez zapewnienie wymaganej mocy dyspozycyjnej oraz wykonywanie poleceń operatora, zgodnie z procedurami, o których mowa w art. 9g ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 2) innej niż określona w pkt 1 przez:
 - a) wytwarzanie energii elektrycznej – w przypadku jednostki rynku mocy wytwórczej,

b) czasowe ograniczenie mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej – w przypadku jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

4. Operator ogłasza okres zagrożenia, publikując ostrzeżenia na swojej stronie internetowej i dokonując wpisu w rejestrze. Ostrzeżenie publikuje się w trybie:

- 1) normalnym – nie później niż osiem godzin przed rozpoczęciem okresu zagrożenia;
- 2) nagłym – nie później niż cztery godziny przed rozpoczęciem okresu zagrożenia.

5. Operator może nie ogłaszać okresu zagrożenia mimo obniżenia wielkości nadwyżki mocy dostępnej w procesach planowania dobowego pracy systemu poniżej wartości wymaganej, określonej zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, w przypadkach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 67.

Art. 57. 1. Skorygowany obowiązek mocy jednostki rynku mocy oblicza się na podstawie:

- 1) wielkości obowiązku mocowego, wynikającej z umów mocowych dotyczących tej jednostki;
- 2) prognozowanego:
 - a) zapotrzebowania na moc w systemie w okresie zagrożenia,
 - b) wytwarzania energii elektrycznej w jednostkach fizycznych wytwórczych nieobjętych obowiązkiem mocowym;
- 3) łącznej wielkości obowiązków mocowych objętych umowami mocowymi w okresie dostaw, z uwzględnieniem ust. 4.

2. Wraz z ogłoszeniem okresu zagrożenia, operator publikuje informacje umożliwiające dostawcy mocy oszacowanie skorygowanego obowiązku mocowego, w tym wielkości, o których mowa w ust. 1 pkt 2 i 3.

3. Skorygowany obowiązek mocy jednostki rynku mocy jest mniejszy lub równy wielkości obowiązku mocowego wynikającego z umów mocowych dotyczących tej jednostki.

4. Przy rozliczaniu wykonania obowiązku mocowego w zakresie dostarczenia mocy w okresie zagrożenia uwzględnia się:

- 1) niedyspozycyjność w wyniku uzgodnionego z operatorem planowanego postępu remontowego:
 - a) jednostki fizycznej wytwórczej, o której mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, na warunkach określonych w instrukcji, o której mowa w art. 9g tej ustawy,

- b) jednostki innej niż określona w lit. a, na warunkach określonych w regulaminie rynku mocy, z zastrzeżeniem, że postój remontowy jednostki ustala się z wyprzedzeniem co najmniej trzech miesięcy, a ich łączny czas nie może przekroczyć 5% okresu, na który jest zawarta umowa mocowa;
- 2) brak możliwości dostarczenia mocy w wyniku ograniczeń sieciowych wynikających z poleceń ruchowych operatora lub operatora systemu dystrybucyjnego;
 - 3) w przypadku wydania ostrzeżenia w trybie nagłym – ograniczenia w realizacji obowiązku mocowego ze względu na charakterystykę rozruchu jednostki rynku mocy dostarczoną operatorowi zgodnie z art. 19 ust. 1 pkt 6 lit. a;
 - 4) dopuszczalny czas użytkowania jednostki rynku mocy wytwórczej w roku kalendarzowym, wynikający z odstępstw od standardów emisyjnych określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 146 ust. 3 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2017 r. poz. 519, 785, 898 i 1089) w ten sposób, że jeżeli łączny czas trwania okresów zagrożenia w roku kalendarzowym był dłuższy niż wynosi dopuszczalny czas użytkowania, obowiązek mocowy przyjmuje się za wykonany w kolejnych okresach zagrożenia, o ile dopuszczalny czas użytkowania jednostki rynku mocy wytwórczej został zgłoszony operatorowi w certyfikacji zgodnie z art. 19 ust. 1 pkt 7.

5. Operator systemu dystrybucyjnego przekazuje operatorowi dane pomiarowe dotyczące jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy na potrzeby weryfikacji wykonania obowiązku mocowego oraz na potrzeby rozliczeń. Przepis art. 9c ust. 3a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne stosuje się odpowiednio.

6. Operator informuje dostawcę mocy oraz zarządcę rozliczeń o wykonaniu, przez dostawcę mocy, obowiązku mocowego w danym miesiącu, w terminie 7 dni po zakończeniu każdego miesiąca.

Art. 58. 1. Z zastrzeżeniem art. 46 ust. 2, dostawca mocy, który nie wykonał obowiązku mocowego zgodnie z art. 56 i art. 57, uiszcza karę na rzecz operatora.

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

3. Suma kar należnych od dostawcy mocy za niewykonanie obowiązku mocowego w odniesieniu do jednej jednostki rynku mocy w roku dostaw nie może przekroczyć dwukrotności iloczynu największego w danym roku dostaw obowiązku mocowego jednostki,

której dotyczy umowa mocowa, oraz najwyższej z cen zamknięcia aukcji mocy dotyczących danego roku dostaw.

4. Suma kar należnych od dostawcy mocy w miesiącu nie może przekroczyć jednej piątej najwyższej dopuszczalnej sumy kar określonej zgodnie z ust. 3.

5. Okresem rozliczeniowym kar jest miesiąc.

Rozdział 2

Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego i proces rozliczeń

Art. 59. 1. Dostawca mocy otrzymuje wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego po zakończeniu każdego miesiąca okresu dostaw. Za wykonanie obowiązku mocowego dostawca mocy wystawia fakturę operatorowi, na podstawie informacji, o której mowa w art. 57 ust. 6.

2. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego w danym miesiącu:

- 1) wyznacza się odrębnie dla każdej jednostki rynku mocy;
- 2) oblicza się jako sumę iloczynów obowiązków mocowych w godzinach miesiąca, zgodnie z informacją, o której mowa w art. 57 ust. 6, i odpowiadającej danemu obowiązkowi mocowemu cenie obowiązku mocowego, z uwzględnieniem art. 61.

3. Określona w umowie mocowej cena obowiązku mocowego jest ceną zamknięcia aukcji głównej albo aukcji dodatkowej, albo ceną odrębnego rozstrzygnięcia aukcji głównej ustaloną dla odpowiednich grup jednostek, o których mowa w art. 32 ust. 4.

4. Cena obowiązku mocowego dla wieloletnich umów mocowych podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” za rok poprzedzający rok ustalania stawek opłaty mocowej na dany rok dostaw.

5. Dostawca mocy nie otrzymuje wynagrodzenia, o którym mowa w ust. 1, za okres postoju remontowego jednostki rynku mocy, o którym mowa w art. 57 ust. 4 pkt 1.

Art. 60. 1. Rozliczeń finansowych rynku mocy dokonuje zarządca rozliczeń rynku mocy, zwany dalej „zarządcą rozliczeń”.

2. Zadania zarządcy rozliczeń wykonuje Zarządca Rozliczeń S.A., o którym mowa w rozdziale 7 ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2017 r. poz. 569).

3. Wynagrodzenie, o którym mowa w ust. 1, wypłaca dostawcy mocy zarządca rozliczeń na podstawie pisemnej dyspozycji operatora zawierającej zestawienie kwot brutto należnych za dany miesiąc poszczególnym dostawcom mocy.

Art. 61. 1. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego dla nowej i modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej pomniejsza się o wielkość pomocy publicznej o charakterze inwestycyjnym przeznaczonej na budowę lub modernizację tej jednostki, udzielonej do czasu rozpoczęcia pierwszego okresu dostaw dla tej jednostki.

2. Pomniejszenia wynagrodzenia, o którym mowa w ust. 1, dokonuje się proporcjonalnie przez cały okres trwania umowy mocowej, zmniejszając cenę obowiązku mocowego.

Art. 62. 1. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego dla jednostki rynku mocy wytwórczej, w skład której wchodzi jednostka fizyczna będąca instalacją spalania wielopaliwowego w rozumieniu art. 2 pkt 15 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii i układem hybrydowym w rozumieniu art. 2 pkt 34 tej ustawy, koryguje się w związku z otrzymaniem świadectw pochodzenia w rozumieniu tej ustawy

2. Korekty, o której mowa w ust. 1, za dany okres dokonuje się, pomniejszając obowiązek mocowy, za który przysługuje wynagrodzenie, o wolumen mocy wynikający z przyznanych za ten okres świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy wymienionej w ust. 1. Korekta ta nie może być wyższa niż wynagrodzenie wynikające z wielkości obowiązku mocowego i ceny obowiązku mocowego.

3. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego dla jednostki rynku mocy, o której mowa w ust. 1, wypłaca się po przedstawieniu informacji o przyznanych za dany okres świadectwach pochodzenia, o których mowa w ustawie wymienionej w ust. 1, niezbędnych do obliczenia korekty.

4. Operator lub zarządca rozliczeń może wystąpić do Prezesa URE o przekazanie informacji umożliwiających weryfikację informacji, o których mowa w ust. 3.

Art. 63. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego dla jednostki rynku mocy składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej wypłaca się po przedstawieniu przez operatora systemu przesyłowego, właściwego ze względu na lokalizację tej jednostki, danych pomiarowo-rozliczeniowych za dany okres.

Art. 64. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego oraz premię, o której mowa w art. 65 ust. 1, powiększa się o należny podatek od towarów i usług w rozumieniu ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług (Dz. U. z 2017 r. poz. 1221).

Art. 65. 1. Dostawca mocy, który w danym okresie zagrożenia dostarczył moc ponad skorygowany obowiązek mocowy jednostki rynku mocy, otrzymuje premię wynikającą z redystrybucji środków pieniężnych z kar za niewykonanie obowiązku mocowego, o ile zostały naliczone, zwaną dalej „premią”.

2. Premię otrzymuje także dostawca mocy, który w okresie zagrożenia dostarczył moc przez jednostkę rynku mocy certyfikowaną na dany rok dostaw, lecz nie zawarł umowy mocowej w odniesieniu do tej jednostki, obejmującej okres, w którym wystąpił okres zagrożenia.

3. Okresem rozliczeniowym premii jest rok kalendarzowy.

4. Premię należną dostawcy mocy nalicza się proporcjonalnie do nadwyżki mocy dostarczonej przez tego dostawcę oraz wielkości kar z tytułu niewykonania obowiązków mocowych naliczonych w okresie rozliczeniowym premii.

5. Suma premii należnych wszystkim dostawcom mocy za dostarczenie mocy ponad obowiązek mocowy nie może przekroczyć łącznej wysokości kar za niewykonanie obowiązku mocowego w danym roku dostaw, a jednostkowa cena dostarczenia mocy ponad obowiązek mocowy, służąca do wyliczenia wysokości premii, nie może być wyższa niż dwukrotność jednostkowej stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego w danym okresie dostaw.

6. Dostawca mocy po zakończeniu każdego roku kalendarzowego wystawia operatorowi fakturę z tytułu premii w danym roku, na podstawie informacji operatora przekazanej temu dostawcy do końca miesiąca następującego po zakończeniu roku.

7. Premię wypłaca dostawcy mocy zarządca rozliczeń na podstawie pisemnej dyspozycji operatora zawierającej zestawienie kwot brutto należnych za dany rok kalendarzowy poszczególnym dostawcom mocy.

Art. 66. 1. Po zakończeniu okresu 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.

2. Wykazanie zdolności do wykonania obowiązku mocowego polega na wskazaniu operatorowi, określonej w przepisach wydanych na podstawie art. 67, liczby godzin w każdym kwartale, w których jednostka rynku mocy dostarczała moc do systemu (demonstracja).

3. Za dostarczenie mocy do systemu na potrzeby demonstracji uważa się, w przypadku:

- 1) jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania – ograniczenie mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej w wielkości nie mniejszej niż najwyższy obowiązek mocowy tej jednostki w kwartale dostaw;
- 2) jednostki rynku mocy wytwórczej – wytworzenie energii elektrycznej w wielkości nie mniejszej niż najwyższy obowiązek mocowy tej jednostki w kwartale dostaw.

4. Dostawca mocy zwraca operatorowi wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego należne na podstawie umowy dotyczącej jednostki rynku mocy, w odniesieniu do której nie dokonał demonstracji zgodnie z ust. 1–3. Obowiązek zwrotu wynagrodzenia obejmuje wynagrodzenie należne za cały kwartał, za który dostawca mocy nie dokonał demonstracji.

5. Niezależnie od obowiązków określonych w ust. 1–3, operator może ogłosić testowy okres zagrożenia dla wybranych jednostek rynku mocy objętych obowiązkiem mocowym. W przypadku pozytywnego wyniku testowego okresu zagrożenia, operator pokrywa na wniosek dostawcy mocy uzasadnione koszty związane z jego wykonaniem dla jednostki rynku mocy, przy czym wysokość rekompensaty nie może być wyższa, niż równowartość tygodniowego wynagrodzenia dostawcy mocy w odniesieniu do tej jednostki rynku mocy.

6. Wynik testowego okresu zagrożenia dla dostawcy mocy, wobec którego operator ogłosił testowy okres zagrożenia, jest:

- 1) pozytywny, jeżeli dostarczona moc przez jednostkę rynku mocy jest nie mniejsza od pełnej wielkości obowiązku mocowego w testowym okresie zagrożenia albo
- 2) negatywny, w przypadku innym niż określony w pkt 1.

7. Operator może ogłosić testowy okres zagrożenia w odniesieniu do jednej jednostki rynku mocy nie częściej niż raz na kwartał. Jeżeli wynik testowego okresu zagrożenia jest negatywny, operator może ogłaszać kolejne testowe okresy zagrożenia w tym samym kwartale, po zgłoszeniu gotowości przez dostawcę mocy, aż do uzyskania jego pozytywnego wyniku.

8. Operator nie może ogłosić testowego okresu zagrożenia w odniesieniu do jednostki rynku mocy w okresie uzgodnionego z operatorem okresu postoju remontowego, o którym mowa w art. 57 ust. 4 pkt 1, wszystkich jednostek fizycznych wchodzących w skład tej jednostki. W przypadku jednostki rynku mocy składającej się z grupy jednostek fizycznych i uzgodnionego postoju remontowego dla części z nich operator może ogłosić testowy okres

zagrożenia dla tej jednostki rynku mocy, a obowiązek mocowy na potrzeby tego testu pomniejsza się odpowiednio.

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

10. Za okres od testowego okresu zagrożenia zakończonego wynikiem negatywnym do dnia otrzymania od dostawcy mocy zgłoszenia gotowości do wykonania obowiązku mocowego przez jednostkę rynku mocy dostawcy mocy nie przysługuje wynagrodzenie za wykonywanie tego obowiązku.

11. Brak wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego w okresie, o którym mowa w ust. 10, nie zwalnia dostawcy mocy z obowiązku dostarczenia mocy w okresie zagrożenia.

12. Operator niezwłocznie informuje zarządcę rozliczeń o niedokonaniu przez dostawcę mocy demonstracji lub testów, o których mowa w ust. 2 i 5.

Art. 67. 1. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe warunki i sposób wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz szczegółowe warunki zawierania transakcji na rynku wtórnym, biorąc pod uwagę równoprawne i niedyskryminacyjne traktowanie dostawców mocy, stosowanie poziomu zachęt i kar zapewniających wykonanie obowiązków mocowych, bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych oraz sprawne przeprowadzanie transakcji, a także ograniczenie możliwości manipulacji i nadużywania pozycji rynkowej przez dostawców mocy.

2. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, określa:

- 1) standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych rozumiany jako dopuszczalny oczekiwany czas braku dostaw mocy elektrycznej do odbiorców końcowych, wyrażony w godzinach na rok;
- 2) procedurę ogłaszania okresu zagrożenia w trybie normalnym i nagłym oraz przypadki, o których mowa w art. 54, w których operator może nie ogłaszać okresu zagrożenia pomimo obniżenia się nadwyżki mocy dostępnej w procesach planowania dobowego pracy systemu poniżej wartości wymaganej;
- 3) dni i godziny, w których może wystąpić okres zagrożenia;

- 4) sposób wyznaczania wielkości mocy dostarczonej w wyniku czasowego ograniczenia mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej przez jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania;
- 5) sposób dokonania demonstracji;
- 6) wymagania w zakresie dopuszczalności prowadzenia obrotu obowiązkami mocowymi i ich realokacji, w tym minimalną wielkość tego obowiązku, która może być przeniesiona;
- 7) sposób obliczenia jednostkowej stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego.

Rozdział 3

Oplata mocowa

Art. 68. 1. Operator pobiera opłatę na wypłatę wynagrodzenia za wykonywanie obowiązków mocowych, odpowiadającą kosztom zakupionego obowiązku mocowego oraz uzasadnionym kosztom rozliczeń, o których mowa w art. 76 ust. 4, zwaną dalej „opłatą mocową”.

2. Operator pobiera opłatę mocową od:

- 1) odbiorcy końcowego przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej;
- 2) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zwanego dalej „płatnikiem opłaty mocowej”;
- 3) przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędącego płatnikiem opłaty mocowej, przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej;
- 4) przedsiębiorstwa energetycznego wytwarzającego energię elektryczną przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej.

3. Płatnik opłaty mocowej pobiera opłatę mocową od przyłączonych bezpośrednio do jego sieci dystrybucyjnej:

- 1) odbiorcy końcowego;
- 2) przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędącego płatnikiem opłaty mocowej;
- 3) przedsiębiorstwa energetycznego wytwarzającego energię elektryczną.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędące płatnikiem opłaty mocowej,

pobiera opłatę mocową od przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej tego przedsiębiorstwa:

- 1) odbiorcy końcowego;
- 2) przedsiębiorstwa energetycznego wytwarzającego energię elektryczną;
- 3) przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędącego płatnikiem opłaty mocowej.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną pobiera opłatę mocową od przyłączonych bezpośrednio do urządzeń, instalacji lub sieci tego przedsiębiorstwa:

- 1) odbiorcy końcowego;
- 2) przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędącego płatnikiem opłaty mocowej.

6. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej uznaje się za odbiorcę końcowego w części, w jakiej zużywa ono energię elektryczną na własny użytek. Do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zużytej na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

7. Przedsiębiorstwo, o którym mowa w ust. 6, wnosi opłatę mocową do przedsiębiorstwa, do którego urządzeń, instalacji lub sieci jest przyłączone.

8. Operator, płatnik opłaty mocowej oraz przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej, niebędące płatnikiem opłaty mocowej, uwzględniają w taryfie za usługi przesyłania, dystrybucji lub sprzedaży energii elektrycznej wysokość stawek opłaty mocowej, o których mowa w art. 69, oraz warunki ich stosowania.

Art. 69. 1. Stawki opłaty mocowej ustala się odrębnie, w odniesieniu do odbiorców końcowych:

- 1) pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym – jako stawkę miesięczną, zależną od rocznego zużycia energii elektrycznej, płatną za punkt poboru energii elektrycznej rozumiany jako punkt w sieci elektroenergetycznej, w którym mierzony jest pobór energii elektrycznej przez układ pomiarowo-rozliczeniowy, określony w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej, lub w umowie kompleksowej;

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

2. Opłatę mocową należną od odbiorcy końcowego, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, oblicza się jako iloczyn stawki opłaty mocowej dla danej grupy odbiorców oraz ilości energii elektrycznej pobranej z sieci w wybranych godzinach doby.

3. Podstawą do obliczenia opłaty mocowej pobieranej od odbiorcy przemysłowego, który złożył oświadczenie, o którym mowa w art. 70 ust. 2, i dla którego wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej wyniosła:

- 1) nie mniej niż 3% i nie więcej niż 20% – jest 80%,
- 2) więcej niż 20% i nie więcej niż 40% – jest 60%,
- 3) więcej niż 40% – jest 15%

– ilości energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez tego odbiorcę w wybranych godzinach doby.

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

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

Art. 70. 1. Przez odbiorcę przemysłowego rozumie się odbiorcę końcowego:

- 1) którego przeważającą działalnością gospodarczą jest działalność określona w Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD) i oznaczona następującymi kodami: 0510; 0729; 0811; 0891; 0893; 0899; 1032; 1039; 1041; 1062; 1104; 1106; 1310; 1320; 1394; 1395; 1411; 1610; 1621; 1711; 1712; 1722; 1920; 2012; 2013; 2014; 2015; 2016; 2017; 2060; 2110; 2221; 2222; 2311; 2312; 2313; 2314; 2319; 2320; 2331; 2342; 2343; 2349; 2399; 2410; 2420; 2431; 2432; 2434; 2441; 2442; 2443; 2444; 2445; 2446; 2720; 3299; 2011; 2332; 2351; 2352; 2451; 2452; 2453; 2454; 2611; 2680; 3832;
- 2) dla którego wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej wynosi nie mniej niż 3%;

3) który w roku kalendarzowym poprzedzającym rok, za który pobierana jest opłata mocowa, zużył nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej.

2. Odbiorca przemysłowy składa Prezesowi URE oświadczenie potwierdzające:

- 1) wykonywanie działalności gospodarczej oznaczonej kodami Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD), o których mowa w ust. 1 pkt 1,
- 2) ilość zużytej energii elektrycznej w roku kalendarzowym poprzedzającym rok, za który pobierana jest opłata mocowa,
- 3) wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej,
- 4) ilość energii elektrycznej stanowiącej podstawę do obliczania opłaty mocowej wyrażoną w procentach

– wraz z opinią biegłego rewidenta potwierdzającą prawidłowość wyliczenia wartości współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej, do dnia 30 listopada roku poprzedzającego rok, za który jest pobierana opłata mocowa.

3. Prezes URE sporządza wykaz odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w ust. 2, wraz z informacją, o której mowa w ust. 4, i ogłasza go w Biuletynie Informacji Publicznej URE, w terminie do dnia 31 grudnia roku poprzedzającego rok, za który pobierana jest opłata mocowa.

4. Informacja zawiera:

- 1) nazwę i adres siedziby odbiorcy przemysłowego;
- 2) numer w rejestrze przedsiębiorców w Krajowym Rejestrze Sądowym lub numer identyfikacji podatkowej (NIP);
- 3) dane dotyczące ilości energii elektrycznej stanowiącej podstawę do obliczenia opłaty mocowej, wyrażonej w procentach.

5. Odbiorca przemysłowy, który złożył oświadczenie, o którym mowa w ust. 2, jest obowiązany do dnia 31 sierpnia roku następującego po roku, za który jest pobierana opłata mocowa, przekazać Prezesowi URE:

- 1) informację o:
 - a) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej w roku realizacji obowiązku,
 - b) spełnianiu warunków, o których mowa w ust. 1;

2) oświadczenie następującej treści:

„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że:

- 1) dane zawarte w informacji, o której mowa w art. 70 ust. 5 pkt 1 ustawy z dnia.....o rynku mocy (Dz. U. poz. ...), są zgodne z prawdą;
- 2) znane mi są i spełniam warunki określone w art. 69 ust. 3 ustawy, o której mowa w pkt 1.”;

klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.

Art. 71. Do obliczania współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej, o którym mowa w art. 69 ust. 3, stosuje się odpowiednio przepisy wydane na podstawie art. 53 ust. 4 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

Art. 72. Odbiorca przemysłowy, który nie przekazał Prezesowi URE w terminie informacji oraz oświadczenia, o których mowa w art. 70 ust. 5, podał w tej informacji nieprawdziwe lub wprowadzające w błąd dane lub skorzystał z uprawnienia, o którym mowa w art. 69 ust. 3, nie spełniając określonych w tym przepisie warunków, nie może skorzystać z uprawnień, o których mowa w art. 69 ust. 3, przez okres 5 lat od zakończenia roku, za który została pobrana opłata mocowa.

Art. 73. 1. Całkowity koszt rynku mocy w danym roku dostaw, na potrzeby kalkulacji stawek opłaty mocowej, oblicza się zgodnie z wzorem:

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

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,

P_{AB} – przychody wynikające z wpłat, o których mowa w art. 8 ust. 6,

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.

2. Zarządca rozliczeń przekazuje Prezesowi URE, do dnia 31 sierpnia każdego roku, informacje o:

- 1) wysokości kosztów, o których mowa w art. 76 ust. 3 i 4;
- 2) prognozowanym stanie środków pieniężnych na rachunku opłaty mocowej na dzień 31 grudnia danego roku.

3. Prezes URE kalkuluje stawki opłaty mocowej na rok kalendarzowy, pomniejszone o należny podatek od towarów i usług w rozumieniu ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług.

4. Prezes URE publikuje w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki do dnia 30 września każdego roku:

- 1) stawki opłaty mocowej na kolejny rok;
- 2) wybrane godziny doby przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie, wyznaczone odrębnie dla kwartałów roku dostaw – na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców, o których mowa w art. 69 ust. 1 pkt 2.

5. Prezes URE może ustalić różne stawki opłaty mocowej na poszczególne kwartały roku dostaw dla odbiorców, o których mowa w art. 69 ust. 1 pkt 2, uwzględniając w stawkach obliczonych zgodnie z ust. 1 sezonową zmienność zapotrzebowania na moc w systemie według zasad określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 75.

6. Prezes URE oblicza, na podstawie danych z roku poprzedzającego rok ustalania stawek koszt rynku mocy dla grupy odbiorców, o której mowa w art. 69 ust. 1 pkt 1, zgodnie z wzorem:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- K_{GD} – koszt rynku mocy dla grupy odbiorców, o której mowa w art. 69 ust. 1 pkt 1,
- Z_{GD} – roczne zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach domowych,
- Z_K – roczne zużycie energii elektrycznej w systemie przez odbiorców końcowych,
- R – wolumen energii elektrycznej wynikający z uprawnień, o których mowa w art. 69 ust. 3, przysługujących odbiorcom przemysłowym w danym roku dostaw,
- K_C – całkowity koszt rynku mocy w danym roku dostaw.

7. Stawki opłaty mocowej dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 69 ust. 1 pkt 1, Prezes URE kalkuluje odrębnie w odniesieniu do odbiorców końcowych pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym, zużywających rocznie:

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

8. W celu wyznaczenia odrębnych stawek opłaty mocowej dla gospodarstw domowych Prezes URE wyznacza stawkę bazową, zgodnie z wzorem:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

S – stawka bazowa,

K_{GD} – koszt rynku mocy dla grupy odbiorców, o której mowa w art. 69 ust. 1 pkt 1,

a – liczbę gospodarstw domowych zużywających rocznie poniżej 500 kWh energii elektrycznej,

b – liczbę gospodarstw domowych zużywających rocznie od 500 kWh do 1200 kWh energii elektrycznej,

c – liczbę gospodarstw domowych zużywających rocznie powyżej 1200 kWh do 2800 kWh energii elektrycznej,

d – liczbę gospodarstw domowych zużywających rocznie powyżej 2800 kWh energii elektrycznej.

9. Stawki opłaty mocowej dla poszczególnych gospodarstw domowych wynoszą:

- 1) $0,25xS/12$ na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców, o których mowa w ust. 7 pkt 1;
- 2) $0,6xS/12$ na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców, o których mowa w ust. 7 pkt 2;
- 3) $1xS/12$ na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców, o których mowa w ust. 7 pkt 3;
- 4) $1,4xS/12$ na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców, o których mowa w ust. 7 pkt 4.

10. Prezes URE oblicza koszt rynku mocy dla grupy odbiorców, o której mowa w art. 69 ust. 1 pkt 2, zgodnie z wzorem:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_P – koszt rynku mocy dla grupy odbiorców, o której mowa w art. 69 ust. 1 pkt 2,

K_C – całkowity koszt rynku mocy w danym roku dostaw,

K_{GD} – koszt rynku mocy dla grupy odbiorców, o której mowa w art. 69 ust. 1 pkt 1.

11. Stawki opłaty mocowej dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 69 ust. 1 pkt 2, Prezes URE kalkuluje według wyznaczonego zgodnie z ust. 10 kosztu dla tej grupy odbiorców oraz ilości energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez tych odbiorców w wybranych godzinach doby, o których mowa w ust. 4 pkt 2, z uwzględnieniem art. 69 ust. 3. Na potrzeby wyznaczenia tych stawek Prezes URE wykorzystuje dane z roku poprzedzającego rok ustalania stawek.

Art. 74. 1. Przedsiębiorstwa, o których mowa w art. 68 ust. 2 pkt 2–4, przekazują operatorowi informacje o sumie należnych opłat mocowych w zakresie i terminach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 75.

2. Operator:

- 1) pobiera od podmiotów, o których mowa w art. 68 ust. 2, opłatę mocową w należnej wysokości, pomniejszonej o wierzytelności z tytułu opłaty mocowej z poprzednich okresów rozliczeniowych odpisane w tym okresie rozliczeniowym jako wierzytelności nieściągalne w rozumieniu przepisów art. 16 ust. 2 ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych (Dz. U. z 2016 r. poz. 1888, z późn. zm.³⁾);
- 2) gromadzi środki pieniężne z opłaty mocowej.

3. Podmioty, o których mowa w art. 68 ust. 2, przekazują operatorowi środki pieniężne z opłaty mocowej należne za dany okres rozliczeniowy w sposób i w terminach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 75.

4. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną przyłączone jest jednocześnie do sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej płatnika opłaty mocowej, środki z tytułu pobranej opłaty mocowej wnosi się do operatora.

5. Odbiorca końcowy, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędące płatnikiem opłaty mocowej, oraz przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną, przyłączeni do sieci dystrybucyjnej, przekazują środki z tytułu opłaty mocowej do płatnika opłaty mocowej, w terminie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 75.

³⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2016 r. poz. 1926, 1933 i 1948 oraz z 2017 r. poz. 60, 624, 648 i 1089.

6. Operator i płatnik opłaty mocowej sporządzają i przedstawiają Prezesowi URE pisemne informacje za każdy kwartał pobierania opłaty mocowej, zawierające dane dotyczące:

- 1) liczby punktów poboru energii elektrycznej, o których mowa w art. 69 ust. 1 pkt 1, wraz z odpowiadającymi im przedziałami rocznego zużycia energii elektrycznej,
- 2) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci przez odbiorców, o których mowa w art. 69 ust. 1 pkt 2, w wybranych godzinach doby, o których mowa w art. 69 ust. 4 pkt 2,
- 3) wysokości środków z tytułu opłaty mocowej należnych i uiszczonych w danym kwartale przez podmioty zobowiązane do jej wnoszenia

– w terminie miesiąca następującego po upływie kwartału, za który jest sporządzana informacja.

Art. 75. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy sposób pobierania opłaty mocowej, w tym terminy i sposób przekazywania operatorowi środków z tytułu opłaty mocowej, zakres i termin przekazywania operatorowi informacji o sumie należnych opłat mocowych i okresy rozliczeniowe między odpowiednio operatorem, płatnikami opłaty mocowej i innymi podmiotami zobowiązanymi do wnoszenia opłaty mocowej oraz sposób wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców, o których mowa w art. 69 ust. 1 pkt 2, biorąc pod uwagę zapewnienie sprawnego przebiegu procesu pozyskiwania środków z opłaty mocowej oraz zachęcanie odbiorców do racjonalnego wykorzystywania mocy elektrycznej w ciągu doby.

Art. 76. 1. Środki zgromadzone z tytułu opłaty mocowej, a także zatrzymane zabezpieczenia finansowe i kary, z wyłączeniem kar, o których mowa w art. 84, zwroty wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego, o którym mowa w art. 66 ust. 4, oraz odsetki od tych środków, stanowią własność operatora.

2. Operator powierza zarządcy rozliczeń środki, o których mowa w ust. 1, zgromadzone za dany okres rozliczeniowy, pomniejszone o należny podatek od towarów i usług, powiększone o kwotę stanowiącą równowartość podatku od towarów i usług wskazanego w pisemnej dyspozycji zapłaty, o której mowa art. 60 ust. 3, dokonując wpłaty na wyodrębniony rachunek bankowy, zwany dalej „rachunkiem opłaty mocowej”, do końca miesiąca następującego po zakończeniu okresu rozliczeniowego. W przypadku gdy kwota podatku od towarów i usług wskazana na fakturach dostawców mocy jest większa od kwoty

podatku od towarów i usług należnego od środków, o których mowa w ust. 1, kwotę tej różnicy operator wpłaca na rachunek opłaty mocowej w terminie 3 miesięcy od zakończenia okresu rozliczeniowego.

3. Zarządca rozliczeń zarządza powierzonymi środkami z opłaty mocowej i innych tytułów przewidzianych ustawą na rachunku opłaty mocowej, na zasadach określonych w art. 54 ust. 1 ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o pokrywaniu kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, oraz zapewnia płynność finansową rozliczeń umów mocowych, w tym może zaciągać zadłużenie na realizację wypłat wynagrodzenia za wykonanie obowiązku mocowego. Spłata zadłużenia łącznie z kosztami obsługi tego zadłużenia następuje ze środków zgromadzonych na rachunku opłaty mocowej.

4. Zarządca rozliczeń za zarządzanie środkami z opłaty mocowej pobiera wynagrodzenie równe poniesionym uzasadnionym kosztom wynikającym z tej działalności, składającym się z kosztów prowadzenia rachunku opłaty mocowej, kosztów rozliczeń finansowych na rynku mocy oraz kosztów wynikających z zarządzania płynnością finansową na rynku mocy. Wynagrodzenie to jest finansowane ze środków z opłaty mocowej.

5. Środki zgromadzone na rachunku opłaty przejściowej, o którym mowa w art. 17 ust. 3 ustawy wymienionej w ust. 3, mogą zostać przeznaczone na pokrycie niedoboru środków na rachunku opłaty mocowej, jeżeli nie spowoduje to niewykonania zobowiązań wynikających z ustawy, o której mowa w ust. 3. Wykorzystane środki z rachunku opłaty przejściowej podlegają zwrotowi w pełnej wysokości na rachunek opłaty przejściowej.

6. Czynności, o których mowa w ust. 3 oraz w ust. 5, nie stanowią umowy pożyczki w rozumieniu ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny (Dz. U. z 2017 r. poz. 459, 933 i 1132) oraz ustawy z dnia 9 września 2000 r. o podatku od czynności cywilnoprawnych (Dz. U. z 2017 r. poz. 1150) i nie podlegają opodatkowaniu tym podatkiem.

Art. 77. 1. Środki uzyskane z opłaty mocowej, z wyłączeniem wynagrodzenia zarządcy rozliczeń, o którym mowa w art. 76 ust. 4, nie stanowią przychodu zarządcy rozliczeń, w rozumieniu ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych.

2. Środki przekazane przez zarządcę rozliczeń dostawcy mocy na podstawie ustawy nie stanowią u zarządcy rozliczeń kosztów uzyskania przychodu w rozumieniu ustawy wymienionej w ust. 1.

3. Operator tworzy rezerwę, w ciężar kosztów, do wysokości środków należnych z opłaty mocowej pomniejszonych o należny podatek od towarów i usług. Utworzenie rezerwy następuje odpowiednio w terminie, w którym opłata mocowa stanie się należna.

4. Rezerwę, o której mowa w ust. 3, zwiększa się także o odsetki ustawowe od środków pochodzących z opłaty mocowej zgromadzonych na wyodrębnionym rachunku, jeżeli odsetki te stanowią u operatora przychód w rozumieniu ustawy wymienionej w ust. 1.

5. Zmniejszenie lub rozwiązanie rezerwy, o której mowa w ust. 3, następuje w miesiącu, w którym operator przekaże środki na rachunek opłaty mocowej albo ustaną przyczyny jej utworzenia. Równowartość zmniejszonej lub rozwiązanej rezerwy stanowi u operatora przychód w rozumieniu ustawy wymienionej w ust. 1, w dacie dokonania tej czynności.

DZIAŁ IV

Rozstrzyganie sporów i regulamin rynku mocy

Rozdział 1

Rozstrzyganie sporów

Art. 78. W sprawach spornych dotyczących:

- 1) procesów certyfikacji, w zakresie:
 - a) odmowy wpisu jednostki fizycznej do rejestru przez operatora,
 - b) odmowy wydania certyfikatu przez operatora lub wydania certyfikatu z parametrami odbiegającymi od tych, których dotyczył wnioszek o certyfikację,
 - c) nierównego traktowania właścicieli jednostek fizycznych lub podmiotów przez nich upoważnionych, lub dostawców mocy,
 - d) prowadzenia przez operatora procesów certyfikacji niezgodnie z przepisami lub regulaminem rynku mocy, o którym mowa w art. 82,
- 2) aukcji mocy, w zakresie:
 - a) zachowania uczestników aukcji mocy niezgodnego z przepisami lub regulaminem rynku mocy, o którym mowa w art. 82,
 - b) prowadzenia aukcji mocy przez operatora niezgodnie z przepisami lub regulaminem rynku mocy, o którym mowa w art. 82,
 - c) niedopuszczenia jednostki rynku mocy do udziału w aukcji mocy,
- 3) obrotu obowiązkiem mocowym na rynku wtórnym, w tym sprzeciwu zgłoszonego przez operatora w odniesieniu do transakcji na rynku wtórnym,
- 4) danych wpisanych do rejestru lub danych, których wpisu odmówiono,

- 5) naruszenia przez operatora zasad ogłaszania okresu zagrożenia,
- 6) aukcji biletowej

– rozstrzyga na wniosek strony, Prezes URE, w drodze decyzji.

Art. 79. Wniosek do Prezesa URE o rozstrzygnięcie sporu składa się po rozpatrzeniu reklamacji w trybie określonym w regulaminie rynku mocy, o ile regulamin przewiduje możliwość jej złożenia w danej sprawie. Złożenie wniosku nie wstrzymuje działań podejmowanych na rynku mocy, których dotyczy spór, a rozstrzygnięcie sporu nie narusza praw ani obowiązków uczestników rynku mocy wynikających z trwających lub zakończonych działań na rynku mocy.

Art. 80. 1. Od decyzji Prezesa URE wydanych na podstawie niniejszej ustawy, stronie służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów, w terminie 14 dni od dnia jej doręczenia.

2. Postępowanie w sprawie odwołania od decyzji Prezesa URE, toczy się według przepisów ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 2016 r. poz. 1822, z późn. zm.⁴⁾) o postępowaniu w sprawach z zakresu regulacji energetyki.

Rozdział 2

Regulamin rynku mocy

Art. 81. Operator opracowuje regulamin rynku mocy, określający szczegółowe warunki współpracy uczestników rynku mocy.

Art. 82. Regulamin rynku mocy określa warunki współpracy operatora z pozostałymi uczestnikami rynku mocy, w szczególności:

- 1) organizację i przebieg certyfikacji, w tym:
 - a) szczegółowy wykaz i formę przedkładanych operatorowi informacji,
 - b) sposób wymiany informacji między uczestnikami rynku mocy,
 - c) tryb składania i rozpatrywania reklamacji dotyczących rozstrzygnięć operatora,
 - d) zakres danych techniczno-ekonomicznych przekazywanych na potrzeby certyfikacji i sposób obliczania tych danych,
 - e) wzory stosowanych formularzy i dokumentów,

⁴⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U z 2016 r. poz. 1823, 1860, 1948, 2138, 2199, 2260 i 2261 oraz z 2017 r. poz. 67, 85, 187, 768, 933, 1133 i 1136.

- f) sposób współpracy operatora systemu dystrybucyjnego, do którego sieci przyłączone są jednostki fizyczne, z operatorem,
 - g) szczegółowy harmonogram certyfikacji,
 - h) termin usunięcia wad lub braków formalnych wniosku, o którym mowa w art. 13 ust. 1 i art. 22 ust. 1,
 - i) sposób weryfikacji parametrów jednostki fizycznej wytwórczej, jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania lub jednostki rynku mocy;
- 2) szczegółowe warunki prowadzenia aukcji mocy, w tym:
- a) algorytm rozstrzygnięcia aukcji,
 - b) uzyskiwania dostępu i korzystania z internetowej platformy aukcyjnej, w tym wymagania techniczne dla użytkowników tej platformy,
 - c) sposób licytowania i przebieg aukcji mocy;
- 3) szczegółowy zakres informacji zawartych w rejestrze;
- 4) warunki korzystania z rejestru przez uczestników rynku mocy, w tym:
- a) postać danych zapisywanych i przetwarzanych w rejestrze,
 - b) wymagania techniczne dla użytkowników rejestru,
 - c) sposób uzyskiwania dostępu do rejestru, w szczególności określenie zakresu danych dostępnych dla poszczególnych uczestników rynku mocy,
 - d) jego funkcjonalności w zakresie przetwarzania, kopiowania i sporządzania wyciągów z danych,
 - e) procedurę rejestrowania transakcji na rynku wtórnym,
 - f) zapewnienie bezpieczeństwa danych i ochrony informacji;
- 5) procedury związane z dostarczaniem mocy, w tym szczegółowe warunki i sposób:
- a) rozliczania wykonania obowiązku mocowego, w tym wyznaczania skorygowanego obowiązku mocowego w okresie zagrożenia,
 - b) demonstracji,
 - c) wyznaczania wielkości dostarczonej mocy, w tym metody określania wielkości mocy dostarczonej w wyniku czasowego ograniczenia zużycia energii elektrycznej,
 - d) przeprowadzania testu,
 - e) uzgadniania planowanego postoju remontowego jednostki fizycznej wchodzącej w skład jednostki rynku mocy;
- 6) termin sprawdzenia wykonania obowiązku mocowego w okresie zagrożenia;
- 7) sposób sprawdzenia wykonania skorygowanego obowiązku mocowego;

- 8) wzór obliczenia wynagrodzenia, o którym mowa w art. 61;
- 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. 12 ust. 2 pkt 8 lit. b;
- 10) szczegółowe warunki i sposób prowadzenia aukcji biletowych oraz warunki aukcji.

Art. 83. 1. Operator informuje na swojej stronie internetowej o publicznym dostępie do projektu regulaminu rynku mocy oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż 14 dni od dnia udostępnienia projektu.

2. Operator przedkłada Prezesowi URE, do zatwierdzenia, projekt regulaminu rynku mocy wraz z informacją o zgłoszonych uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Operator zamieszcza te dokumenty na swojej stronie internetowej oraz przekazuje je ministrowi właściwemu do spraw energii.

3. Prezes URE, w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw energii, zatwierdza albo odmawia zatwierdzenia regulaminu rynku mocy, w drodze decyzji, w terminie 45 dni. Na postanowienie ministra właściwego do spraw energii zażalenie nie przysługuje.

4. W przypadku odmowy zatwierdzenia regulaminu rynku mocy, Prezes URE, uzasadniając tę odmowę, wskazuje propozycje zmian oraz wyznacza termin przedłożenia nowego projektu regulaminu rynku mocy.

5. Operator publikuje niezwłocznie na swojej stronie internetowej zatwierdzony przez Prezesa URE regulaminu rynku mocy.

6. Wniesienie odwołania od decyzji, o której mowa w ust. 3, nie wstrzymuje obowiązku przedłożenia nowego projektu regulaminu rynku mocy do zatwierdzenia.

DZIAŁ V

Kary pieniężne

Art. 84. 1. Karze pieniężnej podlega ten, kto:

- 1) nie wykonuje obowiązku, o którym mowa w art. 11;
- 2) w certyfikacji przekazuje dane lub informacje nieprawdziwe lub niepełne;
- 3) w certyfikacji lub w aukcji dopuścił się zachowania niezgodnego z przepisami prawa lub regulaminem rynku mocy;

4) będąc obowiązany, nie przekazał Prezesowi URE informacji lub oświadczenia, o których mowa w art. 70 ust. 5, lub skorzystał z uprawnienia, o którym mowa w art. 69 ust. 3, nie spełniając określonych w tym przepisie warunków;

5) nie przekazuje w terminie informacji lub dokumentów, o których mowa w art. 5.

2. Karze pieniężnej podlega operator w przypadku:

1) nieprzeprowadzenia certyfikacji w terminie, o którym mowa w art. 3 ust. 2–4;

2) prowadzenia certyfikacji niezgodnie z przepisami lub regulaminem rynku mocy;

3) nieuzasadnionego nierównego traktowania zgłoszonych do certyfikacji jednostek fizycznych lub jednostek rynku mocy;

4) nieprzedłożenia w terminie informacji, o których mowa w art. 10, art. 14, art. 27 lub art. 28;

5) nieuzasadnionej odmowy wpisania jednostki fizycznej do rejestru;

6) nieuzasadnionej odmowy wydania dostawcy mocy certyfikatu, o którym mowa w art. 23;

7) nieogłoszenia dat aukcji głównej i dat aukcji dodatkowej w terminie, o którym mowa w art. 29 ust. 2;

8) niezorganizowania aukcji głównej lub aukcji dodatkowej w terminie określonym w art. 29 ust. 2, z przyczyn leżących po stronie operatora;

9) prowadzenia aukcji mocy niezgodnie z przepisami lub z regulaminem rynku mocy;

10) nieuzasadnionego niedopuszczenia jednostki rynku mocy do udziału w aukcji mocy;

11) nieprzekazania w terminie informacji, o której mowa w art. 39 ust. 2;

12) naruszenia zasad ogłaszania okresu zagrożenia, o których mowa w art. 56 ust. 4.

3. Karze pieniężnej podlega operator systemu dystrybucyjnego w przypadku:

1) nieuzasadnionej odmowy współpracy z operatorem w przypadkach określonych w art. 3 ust. 5;

2) nieprzekazania w terminie danych, o których mowa w art. 57 ust. 5, lub informacji, o której mowa w art. 74 ust. 6.

4. Karę pieniężną, o której mowa w ust. 1–3, wymierza Prezes URE.

5. Wysokość kary pieniężnej, o której mowa w ust. 1–3, nie może przekroczyć 5% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna wymierzana jest przedsiębiorcy prowadzącemu działalność na podstawie koncesji, wysokość kary nie może przekroczyć 5% przychodu ukaranego przedsiębiorcy,

wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

6. Kara pieniężna stanowi dochód budżetu państwa.

7. Ustalając wysokość kary pieniężnej, Prezes URE uwzględnia rodzaj naruszenia i jego wpływ na rynek mocy, skutki naruszenia oraz możliwości finansowe przedsiębiorcy.

8. Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli wpływ naruszenia na rynek mocy i jego skutki są znikome, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek.

9. Karę pieniężną, o której mowa w ust. 1–3, uiszcza się w terminie 14 dni od dnia, w którym decyzja Prezesa URE o wymierzeniu kary pieniężnej stała się prawomocna.

10. Kary pieniężne, o których mowa w ust. 1–3, podlegają ściągnięciu w trybie przepisów o postępowaniu egzekucyjnym w administracji.

DZIAŁ VI

Przepisy zmieniające

Art. 85. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2017 r. poz. 220, 791 i 1089) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 11d w ust. 1 w pkt 6 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 7 w brzmieniu:

„7) ogłasza okres zagrożenia, o którym mowa w art. 2 pkt 23 ustawy z dnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. poz. ...)”;

2) w art. 15b w ust. 4 w pkt 7 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 8 w brzmieniu:

„8) ocenę funkcjonowania rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia ... 2017 r. o rynku mocy.”;

3) w art. 45 po ust. 1e dodaje się ust. 1f w brzmieniu:

„1f. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się uzasadnione koszty wykonywania zadań określonych w ustawie z dnia 2017 r. o rynku mocy oraz koszty wprowadzenia i pobierania opłaty mocowej, o której mowa w tej ustawie.”.

Art. 86. W ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2017 r. poz. 519, 785, 898 i 1089) po art. 369 dodaje się art. 369a w brzmieniu:

„Art. 369a. 1. Przepisów art. 367 ust. 1 pkt 1, w zakresie wprowadzania przez podmiot korzystający ze środowiska substancji lub energii z naruszeniem warunków wymaganego pozwolenia, lub art. 368 nie stosuje się do jednostek rynku mocy, o których mowa w art. 2 pkt 10 ustawy z dnia ... 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. poz. ...), pracujących w okresach zagrożenia, o których mowa w art. 2 pkt 23 tej ustawy.

2. Przepisu ust. 1 w zakresie art. 367 ust. 1 pkt 1 nie stosuje się, w przypadku gdy w ocenie wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska wprowadzanie przez podmiot korzystający ze środowiska substancji lub energii do środowiska z naruszeniem warunków wymaganego pozwolenia może spowodować zagrożenie dla zdrowia ludzi lub grozi znaczącym bezpośrednim negatywnym skutkiem dla środowiska.”.

Art. 87. W ustawie z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2017 r. poz. 569) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 54:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Środki zgromadzone przez Zarządcę Rozliczeń S.A. w ramach działalności, o której mowa w art. 49, mogą być lokowane w:

- 1) skarbowych papierach wartościowych,
- 2) obligacjach gwarantowanych lub poręczanych przez Skarb Państwa,
- 3) depozytach bankowych i bankowych papierach wartościowych w walucie polskiej

– z uwzględnieniem ust. 3.”,

b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. W przypadku przewidywanego terminu wymagalności lokat, o którym mowa w ust. 2, dłuższego niż 6 miesięcy, Zarządca Rozliczeń S.A., za zgodą walnego zgromadzenia, lokuje środki finansowe w certyfikatach inwestycyjnych funduszu inwestycyjnego, zarządzanego przez towarzystwo funduszy inwestycyjnych, w którym podmiotem dominującym, w rozumieniu ustawy z dnia 27 maja 2004 r. o funduszach inwestycyjnych i zarządzaniu alternatywnymi

funduszami inwestycyjnymi (Dz. U. z 2016 r. poz. 1896, z późn. zm.⁵⁾), jest Skarb Państwa lub państwowa osoba prawna.”;

- 2) w art. 56 w ust. 2 w pkt 3 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 4 w brzmieniu:

„4) wyznaczeniu innego podmiotu dokonującego rozliczeń finansowych rynku mocy na mocy ustawy z dnia....2017 r. o rynku mocy (Dz. U. poz. ...).”.

Art. 88. W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2017 r. poz. 1148) w art. 105:

- 1) uchyla się ust. 1;
- 2) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Termin wymagalności lokat środków zgromadzonych na rachunku opłaty OZE, operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, dostosowuje do terminu wypłat kwot na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3.”.

DZIAŁ VII

Przepisy przejściowe, dostosowujące i końcowe

Art. 89. 1. Pierwszą aukcję główną przeprowadza się w trzecim roku przed okresem dostaw.

2. Pierwszą aukcję dodatkową przeprowadza się w roku poprzedzającym rok, na który przypada okres dostaw dla pierwszej aukcji głównej.

3. Okresem dostaw dla pierwszej aukcji głównej jest 2021 r.

Art. 90. 1. Drugą aukcję główną przeprowadza się w czwartym roku przed okresem dostaw.

2. Drugą aukcję dodatkową przeprowadza się w roku poprzedzającym rok, na który przypada okres dostaw dla drugiej aukcji głównej.

3. Okresem dostaw dla drugiej aukcji głównej jest 2022 r.

Art. 91. Pierwszą aukcję biletową przeprowadza się w 2019 r.

⁵⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2016 r. poz. 1948 i 2260 oraz z 2017 r. poz. 724, 768, 791 i 1089.

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 31 października 2017 r.

2. Prezes URE wydaje decyzję w sprawie zatwierdzenia regulaminu rynku mocy, o którym mowa w art. 82, do dnia 29 grudnia 2017 r.

Art. 93. 1. Certyfikacje do aukcji głównych na okres dostaw dla 2021 r., 2022 r. i 2023 r. można przeprowadzić łącznie.

2. Parametry aukcji głównej oraz zapotrzebowanie na moc, mogą zostać określone łącznie na poszczególne okresy dostaw, o których mowa w ust. 1, odpowiednio w przepisach wydanych na podstawie art. 34 ust. 1 oraz art. 35 ust. 1.

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

4. Aukcje główne na okresy dostaw, o których mowa w ust. 1, przeprowadza się w taki sposób, że aukcję główną na kolejny okres dostaw rozpoczyna się po zakończeniu aukcji głównej na poprzedzający okres dostaw.

Art. 94. 1. Operator tworzy rejestr:

- 1) co najmniej w zakresie funkcjonalności pozwalających na przeprowadzenie certyfikacji ogólnej i certyfikacji do aukcji – do dnia 31 grudnia 2017 r.;
- 2) w zakresie funkcjonalności pozwalających na organizację rynku wtórnego – do dnia 31 grudnia 2019 r.;
- 3) w pozostałym zakresie – do dnia 30 czerwca 2020 r.

2. Operator tworzy internetową platformę aukcyjną, o której mowa w art. 4 ust. 1, w terminie do dnia 30 czerwca 2018 r.

3. Operator informuje Prezesa URE oraz ministra właściwego do spraw energii o utworzeniu rejestru oraz internetowej platformy aukcyjnej, o której mowa w art. 4 ust. 1, niezwłocznie odpowiednio po upływie terminów, o których mowa w ust. 1 i 2.

Art. 95. Prezes URE ogłasza wykaz, o którym mowa w art. 16 ust. 3, nie później niż na 2 tygodnie przed rozpoczęciem pierwszej certyfikacji ogólnej.

Art. 96. 1. Opłatę mocową pobiera się od dnia 1 października 2020 r.

2. Prezes URE kalkuluje stawki opłaty mocowej na okres od dnia 1 października 2020 r. do dnia 31 grudnia 2021 r. proporcjonalnie dla tego okresu, zapewniając przeniesienie kosztów wynikających z umów mocowych zawartych na rok dostaw 2021.

Art. 97. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 53 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 88, zachowują moc do dnia wejścia w życie nowych przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 53 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 88, jednak nie dłużej niż 24 miesiące od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy i mogą być zmieniane w tym okresie.

Art. 98. 1. Rada Ministrów, nie później niż w 2024 r., na podstawie analiz bilansowych krajowego systemu elektroenergetycznego i oceny stopnia rozwoju rynku energii, dokona oceny funkcjonowania rynku mocy i przedłoży Sejmowi Rzeczypospolitej Polskiej informację o skutkach jej obowiązywania wraz z propozycjami zmian rynku mocy albo zniesienia rynku mocy.

2. W przypadku zniesienia rynku mocy lub zaprzestania organizowania aukcji mocy w przypadku, o którym mowa w ust. 1, zawarte umowy mocowe zachowują moc i podlegają wykonaniu.

Art. 99. Do dnia ogłoszenia pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w niniejszej ustawie ze wspólnym rynkiem albo decyzji stwierdzającej, że mechanizm przewidziany w niniejszej ustawie nie stanowi pomocy publicznej, umowa mocowa nie podlega wykonaniu.

Art.100. 1. Limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Prezesa URE, wynikających z niniejszej ustawy wynosi w roku:

- 1) 2017 r. – 391 926 zł;
- 2) 2018 r. – 351 926 zł;
- 3) 2019 r. – 351 926 zł;
- 4) 2020 r. – 351 926 zł;
- 5) 2021 r. – 351 926 zł;
- 6) 2022 r. – 351 926 zł;
- 7) 2023 r. – 351 926 zł;
- 8) 2024 r. – 351 926 zł;
- 9) 2025 r. – 351 926 zł;
- 10) 2026 r. – 351 926 zł.

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

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

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

Art. 101. 1. Limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw energii, wynikających z niniejszej ustawy wynosi w roku:

- 1) 2017 r. – 278 600 zł;
- 2) 2018 r. – 238 600 zł;
- 3) 2019 r. – 238 600 zł;
- 4) 2020 r. – 238 600 zł;
- 5) 2021 r. – 238 600 zł;
- 6) 2022 r. – 238 600 zł;
- 7) 2023 r. – 238 600 zł;
- 8) 2024 r. – 238 600 zł;
- 9) 2025 r. – 238 600 zł;
- 10) 2026 r. – 238 600 zł.

2. Minister właściwy do spraw energii monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1, oraz wdraża mechanizmy korygujące, o których mowa w ust. 3.

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

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

Art. 102. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2018 r., z wyjątkiem art. 50, art. 54, art. 55, art. 67, art. 81–83, art. 92 i art. 94, które wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia.

UZASADNIENIE

I. Potrzeba i cel wydania ustawy

1. Wprowadzenie

Jednym z podstawowych obowiązków państwa wobec obywateli jest zapewnienie im bezpieczeństwa¹⁾. Przy współczesnym poziomie uzależnienia sprawnego funkcjonowania państwa i społeczeństwa od dostępności energii, jednym z komponentów bezpieczeństwa narodowego jest niewątpliwie bezpieczeństwo energetyczne. Pojęcie to definiuje się między innymi jako nieprzerwaną dostępność źródeł energii po przystępnych cenach²⁾. W Polsce za podstawową należy przyjąć definicję bezpieczeństwa energetycznego jako stanu gospodarki umożliwiającego pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska³⁾.

W kontekście zaopatrzenia w energię elektryczną jako bezpieczeństwo energetyczne rozumie się przede wszystkim bezpieczeństwo dostaw. W prawie polskim oznacza ono zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię⁴⁾ (ang. *security of supply*). Istnieje kilka czynników warunkujących bezpieczeństwo dostaw, jednak w pierwszej kolejności zależy ono od dostępności źródeł wytwarzania energii elektrycznej w wielkości umożliwiającej pokrycie zapotrzebowania na moc i energię, innymi słowy od wystarczalności mocy wytwórczych (ang. *generation adequacy*). W związku z niską elastycznością popytu oraz rosnącą zmiennością podaży wynikającą ze zwiększającego się udziału w systemie elektroenergetycznym instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii, w których produkcja uzależniona jest od zmiennych i nie zawsze przewidywalnych warunków atmosferycznych, konieczne jest utrzymywanie w systemie rezerw źródeł wytwórczych nie tylko pokrywających zapotrzebowanie odbiorców, ale umożliwiających reagowanie na zmiany wytwarzania ze źródeł odnawialnych.

¹⁾ Art. 5 Konstytucji RP.

²⁾ Międzynarodowa Agencja Energii, *What is energy security?*, <https://www.iea.org/topics/energysecurity/subtopics/whatisenergysecurity/>

³⁾ Art. 3 pkt 16 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2017 r. poz. 220, z późn. zm.)

⁴⁾ Art. 3 pkt 16a ww. ustawy.

W warunkach gospodarki rynkowej rolą państwa nie jest podejmowanie bezpośrednich działań zapewniających wystarczalność mocy wytwórczych, lecz tworzenie takich warunków regulacyjnych działalności gospodarczej w sektorze energii elektrycznej, które zapewniają przedsiębiorstwom energetycznym zachęty ekonomiczne do budowania, utrzymywania i modernizowania jednostek wytwórczych, a odbiorcom energii elektrycznej – zachęty do racjonalizowania zużycia energii oraz do stopniowego zwiększania elastyczności popytu.

Na warunki regulacyjne składa się szereg instrumentów – m.in. tzw. architektura rynku energii oraz zasady koncesjonowania i taryfowania działalności. Państwo, wypełniając swoje zadanie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, dysponuje narzędziami pozwalającymi ocenić istnienie lub jakość wskazanych powyżej zachęt ekonomicznych – m.in. sprawozdaniami z monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej⁵⁾ oraz prognozami stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej opracowywanymi przez operatorów systemów elektroenergetycznych⁶⁾.

2. Perspektywy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce

Najbardziej aktualne z wymienionych powyżej dokumentów⁷⁾ wskazują, że w Polsce może w przeciągu dwóch dekad wystąpić znaczący niedobór mocy wytwórczych, wynikający z jednej strony z przewidywanego wzrostu zapotrzebowania szczytowego na moc i energię elektryczną, z drugiej – znacznego zakresu planowanych wycofań jednostek wytwórczych z eksploatacji. Pokrycie zapotrzebowania odbiorców wymagałoby odtworzenia źródeł wytwarzania energii elektrycznej na wielką skalę (nawet 30 GW do roku 2035⁸⁾). Niedobór mocy wytwórczych może spowodować konieczność wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przed odbiorców, co przekłada się na straty gospodarcze i społeczne.

W perspektywie krótkoterminowej istnieje możliwość pokrywania niektórych niedoborów energii importem z sąsiednich systemów elektroenergetycznych. W Unii Europejskiej funkcjonuje mechanizm tzw. łączenia rynków (*market coupling*), którego

⁵⁾ Art. 15b ust. 3 ww. ustawy.

⁶⁾ Art. 16 ust. 5 ww. ustawy.

⁷⁾ Ministerstwo Gospodarki, *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2013 r. do dnia 31 grudnia 2014 r.*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., *Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016–2035*.

⁸⁾ Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., op. cit., s. 9.

zadaniem jest umożliwienie handlu transgranicznego energią elektryczną w sposób maksymalizujący korzyści ekonomiczne w skali kilku krajów⁹⁾. Mechanizm ma doprowadzić do sytuacji, w której energia elektryczna płynie do systemu, w którym występuje większy popyt wyrażający się w wyższej cenie oferowanej przez odbiorców. W praktyce jednak fizyczne cechy systemu elektroenergetycznego (np. wzajemny wpływ przepływów energii z różnych źródeł) komplikują poprawne działanie *market coupling*, a kształtowanie się cen na sąsiadujących rynkach bywa istotnie zaburzone przez architekturę rynku, np. systemy wsparcia źródeł wytwarzania wykorzystujących odnawialne źródła energii oraz nieuwzględnianie w transakcjach rynkowych fizycznych ograniczeń zdolności przesyłowych linii elektroenergetycznych¹⁰⁾.

Biorąc powyższe pod uwagę należy stwierdzić, że uzależniając odbiorców w dłuższym horyzoncie czasowym od importu energii elektrycznej wytworzonej w innych krajach, państwo nie wykonywałoby poprawnie swojej roli w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego, ponieważ możliwość importu nie daje gwarancji dostaw, w szczególności w sytuacjach kryzysowych oraz w ekstremalnych warunkach (np. pogodowych), kiedy niedobory mogą wystąpić w kilku sąsiadujących krajach jednocześnie.

3. Podsumowanie

Potrzeba wydania przedmiotowego aktu wynika z konieczności zapobieżenia niedoborom mocy wytwórczych, a zatem przemodelowania otoczenia regulacyjnego rynku energii elektrycznej w taki sposób, aby stworzyć silne zachęty ekonomiczne do budowy, utrzymywania i modernizacji jednostek wytwórczych oraz do zarządzania zużyciem energii i uelastycznienia popytu u odbiorców.

Celem aktu jest wprowadzenie rozwiązania regulacyjnego, które może zaspokoić wskazaną wyżej potrzebę w sposób optymalny z punktu widzenia kosztów pokrycia zapotrzebowania odbiorców na moc i energię – rynku mocy.

⁹⁾ Zob. m.in. <http://www.pse.pl/index.php?modul=1&kfaq=8>

¹⁰⁾ Zob. m.in. komunikat Urzędu Regulacji Energetyki z 13.04.2012 r. o konferencji dot. problemu tzw. przepływów kołowych, <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/wspolpraca-miedzynarod/4569,Komisja-Europejska-rozmawia-o-przeplywach-kolowych-w-Europie-Srodkowo-Wschodniej.html>; s. 6 rekomendacji Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) nr 02/2016 z 11 listopada 2016 r. dotyczącej wyznaczania transgranicznych zdolności przesyłowych oraz metodologii dzielenia kosztów działań zaradczych.

II. Rzeczywisty stan w normowanej dziedzinie

1. Model rynku energii elektrycznej w Polsce

Obecny model rynku w krajowym systemie elektroenergetycznym („KSE”) to tzw. rynek jednotowarowy, co oznacza, że wytwórcy energii pokrywają koszty swojej działalności przychodami ze sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej oraz ze sprzedaży usług systemowych na rzecz operatora systemu przesyłowego. Występuje charakterystyczne dla rynku jednotowarowego zjawisko brakującej mocy (*missing capacity*). Wynika ono ze strukturalnego braku aktywności inwestycyjnej zarówno w obszarze nowych jednostek wytwórczych, jak i modernizacji istniejących. Ma to skutek w postaci negatywnych prognoz wystarczalności, które wskazują, że mimo przewidywanego niedoboru mocy, inwestorzy nie podejmują decyzji inwestycyjnych w nowe zasoby. Wynika to z oceny ryzyka prowadzonej przez inwestorów na wielu płaszczyznach:

- oszacowania prawdopodobieństwa (stopnia pewności), że ceny energii w sytuacjach niedoboru będą na tyle wysokie, aby wygenerować atrakcyjny sygnał inwestycyjny (zagwarantują zwrot z inwestycji),
- braku wiedzy o występowaniu okresów wysokich cen w momencie sprzedaży energii na rynku terminowym (co jest naturalnym sposobem zarządzania ryzykiem rynkowym) wraz z jednoczesnym istnieniem analogicznej informacji po stronie odbiorców, aby pojawiła się skłonność do zakupu energii po wyższych cenach; prowadzenie sprzedaży wyłącznie na rynku spot istotnie podnosi ryzyko prowadzonej działalności gospodarczej wytwórcy, co przekłada się na koszt kapitału oferowanego przez inwestora i w efekcie oczekiwane stopy zwrotu,
- braku wiedzy o rozwoju źródeł wytwórczych objętych systemami wsparcia, w szczególności źródeł odnawialnych; źródła te nie rozwijają się w wyniku konkurencji rynkowej wynikającej z rachunku kosztów bezpośrednich, tylko w oparciu o systemy wsparcia, a więc decyzje polityczne; w takich warunkach prognozowanie ich długoterminowego rozwoju oraz wpływu na pracę pozostałych źródeł jest trudne lub praktycznie niemożliwe w oparciu o obiektywne metody i analizy,
- możliwości przewidzenia cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych.

Ponadto, gdy inwestor angażuje na kilkadziesiąt lat swój kapitał na rynku jednotowarowym, musi założyć, że w całym tym okresie będą istniały dogodne warunki pozwalające, aby ceny energii osiągały wartości umożliwiające pokrycie kosztów, w tym w szczególności znacząco rosły w okresach niedoboru mocy. Doświadczenie pokazuje jednak, że jeżeli nie ma w systemie odpowiedniej wyceny rezerw mocy, przez którą w pierwszej kolejności powinny uwidaczniać się problemy bilansowe, cena energii elektrycznej w sytuacjach niedoborów (*scarcity*) nie odzwierciedla tych problemów. Przykładem może być ostatnia sytuacja we Francji, gdzie w związku z postojami elektrowni jądrowych, doświadczone obniżenie poziomu rezerw¹¹⁾. Mimo, że rynek przewidywał tę sytuację, ceny energii (pomimo rekordów na przestrzeni ostatnich lat) nie zbliżyły się do wartości uzasadniających inwestycje w jednostki szczytowe pracujące wyłącznie kilkanaście czy kilkadziesiąt godzin w roku. Ceny na rynku dnia następnego we Francji osiągnęły wtedy poziom do 200 EUR/MWh¹²⁾.

Problem *missing capacity* jest dodatkowo potęgowany przez zmniejszający się czas pracy jednostek sterowalnych ze względu na priorytet sprzedaży dotowanej energii z określonych technologii (w szczególności OZE), a tym samym koniecznością przenoszenia kosztów stałych w krótszych okresach ich pracy, a w konsekwencji, przy braku pokrycia tych kosztów – dążeniem do wycofywania jednostek z systemu.

Jak wynika z prognoz pokrycia zapotrzebowania, w przypadku Polski fundamentalną potrzebą systemu elektroenergetycznego jest utrzymanie istniejących efektywnych mocy oraz odtworzenie w średnim i długim terminie zdolności wytwórczych, w miejsce planowanych wycofań. Wymaga to nie tylko zapewnienia warunków ekonomicznych dla istniejących źródeł, ale przede wszystkim stworzenia silnego bodźca ekonomicznego do modernizacji oraz budowy nowych jednostek. Problem brakujących przychodów powoduje jednak, że inwestycje tego typu wiążą się ze znacznym ryzykiem. Koszt niezbędnego kapitału jest więc obciążony premią inwestora na ryzyko. Wysoki koszt kapitału oznacza wyższy koszt pokrycia zapotrzebowania odbiorców. Nawet jeżeli poprawienie działania rynku jednotowarowego przyniesie pewną poprawę sytuacji, to rezydualna niedoskonałość rynku (*market failure*) w postaci awersji do ryzyka spowoduje, że odbiorcy energii niepotrzebnie poniosą nadmierne koszty.

¹¹⁾ Zob. m.in. Réseau de transport d'électricité, *French Winter Adequacy Outlook 2016–2017*, http://www.rte-france.com/sites/default/files/analyse_h_2016_en.pdf, s. 7.

¹²⁾ Zob. m.in. <https://www.icis.com/resources/news/2017/01/23/10072295/european-power-markets-enter-highest-risk-week-of-winter-so-far/>

Optymalnym ekonomicznie rozwiązaniem przedmiotowej niedoskonałości rynku jest przeniesienie części przychodów wytwórców z ofert sprzedaży energii po wysokich cenach w okresach szczytowego zapotrzebowania (*scarcity rents*) na oferty sprzedaży mocy (wynagrodzenie za gotowość do wytwarzania energii) na dłuższy okres, czyli wdrożenie proponowanego rynku mocy.

Należy zaznaczyć, że wśród funkcjonujących na rynku energii elektrycznej usług systemowych są trzy usługi, których celem jest krótkoterminowe zapewnienie bezpiecznego funkcjonowania KSE: operacyjna rezerwa mocy, interwencyjna rezerwa zimna oraz usługa redukcji zapotrzebowania na polecenie operatora. W części 2 oceny skutków regulacji do niniejszego projektu omówiono przyczyny wprowadzenia powyższych usług, zasady ich funkcjonowania oraz powody, dla których nie są one rozwiązaniami mogącymi zapewnić długoterminowo wystarczalność mocy wytwórczych.

Grożący Polsce niedobór mocy ma charakter strukturalny, co oznacza, że wdrażane rozwiązanie musi obejmować cały rynek, a nie tylko jednostki wytwórcze centralnie dysponowane, jak w przypadku operacyjnej rezerwy mocy i interwencyjnej rezerwy zimnej, albo odbiorców energii, jak w przypadku usługi redukcji zapotrzebowania. Mechanizm powinien ponadto mieć zasięg ogólnosystemowy (nieograniczony tylko do konkretnego obszaru sieci) oraz działać w perspektywie długoterminowej (inaczej niż interwencyjna rezerwa zimna, którą świadczą tymczasowo jednostki korzystające z tzw. derogacji naturalnej¹³⁾). Ponadto mechanizm powinien umożliwiać efektywne osiągnięcie założonego standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz jak najmniej wpływać na kształtowanie się cen na rynku energii.

2. Zmiana modelu rynku energii elektrycznej

Biorąc pod uwagę wszystkie powyższe kryteria podjęto decyzję o wprowadzeniu w Polsce scentralizowanego rynku mocy elektrycznej, w którym centralny nabywca – operator systemu przesyłowego – pozyskuje zobowiązanie do dostarczenia do systemu

¹³⁾ Derogacja naturalna jest instytucją wprowadzoną jednym z przepisów implementujących dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) – art. 146a ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2017 r. poz. 519, z późn. zm.). Derogacja oznacza zastosowanie *ograniczonego odstępstwa* [od wymaganych parametrów emisyjnych] *obowiązującego w całym okresie eksploatacji*, i umożliwia eksploatację niektórych jednostek wytwórczych niespełniających wymogów ww. dyrektywy przez 17 500 godzin począwszy od 1 stycznia 2016 r.

odpowiedniej mocy w określonych sytuacjach oraz do pozostawania w gotowości do jej dostarczenia. Zobowiązanie, nazwane obowiązkiem mocowym, oferują na aukcjach dostawcy mocy – wytwórcy, magazyny energii i niektórzy odbiorcy energii elektrycznej, a także podmioty reprezentujące grupy wytwórców albo odbiorców (tzw. agregatorzy). Aukcje odbywają się z określonym wyprzedzeniem przed rokiem, w którym dostawcy mocy zaoferują swój produkt. Szczegółowy sposób funkcjonowania rynku mocy opisano w *Projekcie rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy*¹⁴⁾, opublikowanym na stronie internetowej Ministerstwa Energii w pierwotnej wersji w dniu 4 lipca 2016 r., a w wersji po zakończeniu konsultacji z uczestnikami rynku i innymi interesariuszami – w dniu 30 września 2016 r. – w dokumencie pt. *Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy*¹⁵⁾.

Warto podkreślić, że problem *missing capacity* występuje z różnym natężeniem w wielu krajach Unii Europejskiej. W związku z tym wiele krajów stosuje tzw. mechanizmy mocowe, czyli rozwiązania regulacyjne, których zadaniem jest wynagradzanie dostępności mocy wytwórczych.

W latach 2015–2016 Dyrekcja Generalna Komisji Europejskiej ds. Konkurencji przeprowadziła badanie sektorowe dotyczące mechanizmów mocowych stosowanych w 11 krajach UE¹⁶⁾. Z opublikowanego w dniu 30 listopada 2016 r. raportu wynika, że wynagradzanie w różnej formie dostępności mocy wytwórczych jest zasadą na rynkach europejskich¹⁷⁾. Raport zawiera m.in. taksonomię mechanizmów mocowych oraz rekomendacje dotyczące wyboru mechanizmu najwłaściwszego z punktu widzenia ochrony konkurencji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej. Konkluzje Komisji są zbieżne z konkluzjami leżącymi u podstaw decyzji o opracowaniu niniejszego projektu: spośród dostępnych mechanizmów mocowych, scentralizowany rynek mocy jest najlepszym rozwiązaniem w sytuacji długotrwałego, strukturalnego braku wystarczalności mocy wytwórczych, a jednocześnie rozwiązaniem najmniej zaburzającym konkurencję¹⁸⁾. Cel w postaci efektywnego spełnienia pożądanego standardu bezpieczeństwa dostaw osiąga się przez uzależnienie popytu na rynku mocy

¹⁴⁾ Ministerstwo Energii, *Projekt rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy*, 4.07.2016 r.

¹⁵⁾ Ministerstwo Energii, *Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy*, 30.09.2016 r.

¹⁶⁾ http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/state_aid_to_secure_electricity_supply_en.html

¹⁷⁾ Por. mapa występujących w UE mechanizmów mocowych w: *Commission Staff Working Document Accompanying the document REPORT FROM THE COMMISSION: Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms*, SWD(2016) 385 final, fig. 23, s. 55.

¹⁸⁾ Tamże, s. 169.

od wyznaczonego analitycznie prognozowanego zapotrzebowania na moc, dzięki czemu koszt zakupu mocy odpowiada rzeczywistym potrzebom systemu – nie dochodzi do nadmiernych zysków po stronie dostawców. Cel ograniczenia wpływu na rynek energii elektrycznej osiąga się dzięki rozdzieleniu rozliczeń na rynku energii od rozliczeń na rynku mocy – ceny na rynku energii dalej kształtują się w obowiązujących ramach rynku, w tym rynku bilansującego; ponadto dostawcy mocy nie mają gwarancji pokrycia wszystkich kosztów z wynagrodzenia za moc – składając oferty będą uwzględniać zakładane przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i usług systemowych.

III. Różnica między dotychczasowym a projektowanym stanem prawnym

W obecnym stanie prawnym architekturę rynku energii elektrycznej wyznaczają przepisy powszechnie obowiązujące: ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2017 r. poz. 220, z późn. zm.) i rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 623, z późn. zm.), w przeważającym stopniu w wyniku implementacji prawa Unii Europejskiej, w szczególności tzw. trzeciego pakietu energetycznego¹⁹⁾.

Zgodnie z art. 9c ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego jest odpowiedzialny za bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej przez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i odpowiedniej zdolności przesyłowej w sieci przesyłowej elektroenergetycznej. Szczegółowe zasady bilansowania KSE i zarządzania ograniczeniami systemowymi określa operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego pod nadzorem Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, przez ustalanie treści Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). IRiESP zawiera m.in. zasady fizycznej realizacji transakcji na rynku energii oraz zasady świadczenia usług systemowych. W ramach dość ogólnych, obowiązujące przepisy ustawy – Prawo energetyczne zapewniają operatorowi systemu przesyłowego niezbędną swobodę w ustalaniu szczegółowych zasad na potrzeby obecnie funkcjonującego

¹⁹⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki.

modelu rynku, przez co IRiESP jest w praktyce dokumentem o kluczowym znaczeniu dla funkcjonowania rynku. Sytuacja ulega stopniowo zmianie w związku z postępującą integracją europejskiego rynku energii, gdzie coraz większe znaczenie będą miały rozporządzenia regulujące jego poszczególne elementy – tzw. kodeksy sieci (ang. *network codes*).

Wprowadzenie scentralizowanego rynku mocy wymaga jednak istotnych zmian prawnych i nie jest możliwe na gruncie obowiązujących przepisów.

Po pierwsze, zorganizowanie aukcji mocy wymaga m.in. zaplanowania wielkości mocy, która ma zostać zakontraktowana, w postaci tzw. krzywej popytu. Projektowana ustawa nakłada więc nowe obowiązki informacyjne na podmioty dysponujące jednostkami wytwórczymi o mocy osiągalnej 2 MW brutto i większej. Informacje przedkładane przez te podmioty umożliwiają opracowanie szczegółowych danych na temat zasobów mocy dostępnych w KSE. Próg 2 MW brutto statuujący obowiązek rejestracji przyjęto jako poziom zapewniający z jednej strony szeroki zasób danych i ich dużą dokładność, a z drugiej strony nie nakładający nadmiernie uciążliwych wymagań regulacyjnych związanych z działalnością w małej skali. Po stronie ministra właściwego do spraw energii, Prezesa URE oraz operatora systemu przesyłowego również przewidziano nowe obowiązki, szczegółowo opisane poniżej.

Po drugie, koszt rynku mocy (środki pieniężne na wypłatę wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego), który zapewni bezpieczeństwo dostaw oraz większą stabilność cen energii, przeniesiony zostanie na odbiorców końcowych energii elektrycznej. Zdecydowano o wprowadzeniu opłaty uwzględnianej odpowiednio w taryfie za usługi przesyłania lub dystrybucji, co jest spójne z innymi funkcjonującymi mechanizmami finansowania środków regulacyjnych na rynku energii przez odbiorców końcowych (opłatą przejściową i opłatą OZE). Efektywne i dokładne przeniesienie tych środków wymaga wprowadzenia nowego komponentu taryfy – opłaty mocowej, co wiąże się z koniecznością nałożenia nowych obowiązków na Prezesa URE oraz nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne.

Po trzecie, zakres szczegółowych spraw do uregulowania na poziomie współpracy operatora systemu przesyłowego z dostawcami mocy jest na tyle szeroki, że uzasadnione jest wprowadzenie ram ustanawiania regulaminu rynku mocy, czyli nowego – obok IRiESP – dokumentu o charakterze wzorca umownego,

opracowywanego przez operatora systemu przesyłowego pod nadzorem Prezesa URE, który zatwierdza regulamin w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw energii. Nie zdecydowano się na rozszerzenie IRiESP, podobnie jak nie byłoby właściwe wprowadzanie rynku mocy przez nowelizację ustawy – Prawo energetyczne – materia do uregulowania jest zbyt szeroka i pogorszyłaby jakość powyższych regulacji.

Należy zaznaczyć, że rynek mocy będzie funkcjonować równolegle do rynku energii, nie ograniczając jego funkcjonowania ani nie zastępując kształtowania się cen na rynku energii w wyniku relacji popytu i podaży. Nie zmieniają się ponadto zasady dotyczące koncesjonowania działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej. W rynku mocy mogą brać udział zarówno podmioty koncesjonowane, jak i te, które zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne nie mają obowiązku uzyskania koncesji.

IV. Uzasadnienie szczegółowe

Dział I – Przepisy ogólne

1. Przedmiot ustawy – art. 1.

Art. 1 wyjaśnia pojęcie rynku mocy oraz wskazuje, co jest „towarem” na tym rynku – usługa pozostawania w gotowości do dostarczania mocy oraz jej dostarczenia w tzw. okresach zagrożenia. Z podatkowego oraz cywilnoprawnego punktu widzenia na rynku mocy oferuje się zatem usługę, jednak potocznie można mówić o „zakupie mocy na rynku”. Stroną popytową rynku mocy jest operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, który nabywa moc w celu zapewnienia odbiorcom końcowym bezpieczeństwa dostaw, zaś stroną podaźową są dostawcy mocy – podmioty, które dysponują określonymi zasobami, przy pomocy których można zaoferować produkt na rynku mocy.

Ustawa reguluje organizację tzw. rynku pierwotnego – aukcji mocy – oraz rynku wtórnego – transakcji dwustronnych między dostawcami.

Jak wskazano powyżej, wprowadzenie rynku mocy pociąga za sobą istotne zmiany w funkcjonowaniu sektora wytwarzania energii elektrycznej, co wymaga nałożenia nowych zadań na operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, ministra właściwego ds. energii oraz Prezesa URE. Minister właściwy do spraw energii pełni rolę planistyczną, zapewniając zgodność działania rynku mocy z polityką energetyczną. Operator, jak wskazano wyżej, nabywa i egzekwuje zdolności wytwórcze lub

redukcyjne oferowane przez dostawców mocy, a ponadto pełni rolę analityczną, wyznaczając wielkości niezbędne do planowania w zakresie pokrycia zapotrzebowania na moc i energię. Prezes URE pełni rolę arbitra oraz egzekwuje obowiązki podmiotów, których aktywność jest wymagana dla poprawnego działania rynku mocy, lecz nie pozostają w bezpośrednich relacjach gospodarczych z operatorem, przez możliwość nałożenia kar pieniężnych; ponadto opiniuje parametry kształtujące proces zakupu mocy, a także może interweniować w przypadku zaburzenia konkurencji na rynku mocy.

Art. 1 ust. 2 wskazuje, że celem rynku mocy jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w horyzoncie średnio- i długoterminowym – tzw. wystarczalności mocy wytwórczych. Bezpieczeństwo dostaw w czasie rzeczywistym zapewniają inne mechanizmy w ramach rynku energii, takie, jak usługi systemowe czy mechanizm centralnego bilansowania.

2. Definicje – art. 2

2.1 Aukcje mocy (pkt 1–3)

Rynek mocy składa się z rynku pierwotnego i rynku wtórnego. Na rynku pierwotnym występują dwa etapy transakcji– aukcje główne, na których oferuje się obowiązek mocy na cały rok, odbywające się w piątym roku przed okresem dostaw, oraz aukcje dodatkowe, na których oferuje się produkt (obowiązek mocy) na poszczególne kwartały roku, odbywające się w roku poprzedzającym okresy dostaw. Aukcja główna ma na celu pozyskanie większości obowiązków mocy pokrywających prognozowane zapotrzebowanie na moc, podczas gdy aukcje dodatkowe pozwalają przede wszystkim „dokupić” moc brakującą w wyniku różnych zdarzeń, ale również umożliwiają oferowanie mocy przez jednostki o zmiennej sezonowo charakterystyce wytwarzania energii.

2.2. Struktura podmiotowa i przedmiotowa (pkt 4–15)

Po stronie podażowej najważniejszym podmiotem jest **dostawca mocy**, zdefiniowany w pkt 4. Jest to podmiot oferujący obowiązek mocy przez zasoby, którymi dysponuje jako ich właściciel albo podmiot upoważniony przez właścicieli, na zasadach analogicznych do podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie, który reprezentuje na rynku energii jednostki grafikowe. Dostawcą mocy staje się z chwilą złożenia wniosku o utworzenie jednostki rynku mocy, a przestaje się nim być z chwilą zakończenia danej

certyfikacji (jeżeli jednostka nie powstała) albo z chwilą wygaśnięcia certyfikatu. Dostawcą mocy może być właściciel jednostki wytwórczej lub podmiot upoważniony do dysponowania taką jednostką.

Podstawowym elementem tworzącym strukturę przedmiotową strony podaźowej jest **jednostka fizyczna** (pkt 5), czyli zespół urządzeń w systemie wyodrębniony w taki sposób, że możliwe jest dokonywanie z niego dostawy mocy oraz zmierzenie tej dostawy. Jednostki fizyczne to przede wszystkim bloki elektrowni, mniejsze urządzenia wytwórcze oraz urządzenia odbiorców końcowych zdolne do redukcji zapotrzebowania. Zbiór jednostek fizycznych tworzą jednostki fizyczne wytwórcze (dalej: „JF W”) oraz jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania (dalej: „JF DSR”). W strukturze uwzględniono również magazyny energii elektrycznej, które uczestniczą w rynku mocy jako jednostki fizyczne wytwórcze, jeżeli są odrębnymi jednostkami fizycznymi i posiadają zdolność dostawy mocy do systemu, albo jako część jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania. Wprowadzono również definicję jednostki fizycznej zagranicznej wytwórczej oraz redukcji zapotrzebowania w oparciu o kryterium lokalizacyjne.

JF W nie musi być w pełni funkcjonującą jednostką wytwórczą w chwili zgłaszania zamiaru udziału w rynku mocy. Pkt 8–9 definiują istniejącą oraz planowaną JF W, dzięki czemu możliwe jest przystąpienie do procesów na rynku mocy również w odniesieniu do JF W, która nie została jeszcze przyłączona do systemu i przekazana do eksploatacji (będąca w budowie lub której budowa rozpocznie się po certyfikacji ogólnej).

Jednostki fizyczne są technicznymi zasobami istniejącymi niezależnie od uczestnictwa w rynku mocy. Aby mogły w nim uczestniczyć, muszą wejść w skład **jednostek rynku mocy**. Jednostka rynku mocy (dalej: „JRM”) jest formą organizacji jednostek fizycznych (albo organizacyjną „nadbudową” pojedynczej jednostki fizycznej) będącą przedmiotem praw i obowiązków na rynku mocy. Czynności faktyczne i prawne dotyczące JRM nazywa się dysponowaniem nimi. Obejmuje to m.in. zgłaszanie wniosku o utworzenie i certyfikację JRM, składanie ofert w aukcji, zawieranie umów, rozliczanie dostaw mocy. W ustawie posłużono się pojęciem dokonywania czynności *w odniesieniu do JRM*. Analogicznie do JF, JRM dzielą się na wytwórcze (dalej: „JRM W”) i redukcji zapotrzebowania (dalej: „JRM DSR”).

2.3. Moc osiągalna i sposób określenia wolumenu produktu na rynku mocy (pkt 16–19)

Wprowadzony zestaw definicji pozwala określić parametr jednostki fizycznej, w ramach którego tworzy się produkt na rynku mocy – moc osiągalną netto. Co do zasady przepisy regulujące rynek energii (w tym zwłaszcza ustawa – Prawo energetyczne) nie wskazują, czy moc jednostek wytwórczych mierzy się w wielkościach brutto, a więc uwzględniających energię zużywaną na potrzeby procesu jej wytwarzania, czy wielkościach netto, a więc ilości energii faktycznie wprowadzonej do sieci. Na rynku mocy produkt definiuje się w oparciu o moc osiągalną netto, ponieważ to energia rzeczywiście wprowadzona do sieci decyduje o uzyskaniu pożądaných parametrów pracy sieci elektroenergetycznej. W przypadku JF DSR nie ma różnicy między mocą osiągalną brutto i netto, ponieważ liczy się wyłącznie efekt w postaci ograniczenia mocy pobieranej we wszystkich punktach połączenia z siecią. Pkt 24 definiuje moc osiągalną netto JRM, co wymaga wyjaśnienia, gdyż, jak wskazano wyżej, JRM nie jest fizycznym zasobem, ale organizacyjną nadbudową dla tych zasobów. Moc osiągalna JRM jest sumą mocy JF tworzących tę JRM i decyduje o wielkości mocy oferowanej jako produkt na rynku mocy.

2.4. Obowiązek mocowy (pkt 20)

Pkt 20 definiuje obowiązek mocowy, który, jak wskazano powyżej, jest w istocie „produktem” podlegającym obrotowi na rynku mocy. Obowiązek mocowy to cywilnoprawne zobowiązanie wobec operatora, które składa się z dwóch komponentów: gotowości do dostarczenia mocy, polegającej na utrzymaniu jednostek fizycznych w odpowiednim stanie przez cały okres dostaw, oraz z dostarczenia mocy do systemu w okresie zagrożenia. Polski rynek mocy działa zatem w tzw. modelu dostawy (ang. *delivery*), a nie wyłącznie gotowości (ang. *availability*). Należy przy tym podkreślić, że energia wprowadzana do sieci podlega rozliczeniu w ramach rynku energii – rynek mocy nie wynagradza odrębnie dostawców mocy za jej dostarczenie, z wyjątkiem opisanego poniżej mechanizmu tzw. premii za nadwykonanie (ang. *profit sharing* – dzielenie zysków).

Warto podkreślić, że obowiązek mocowy typu *delivery* nie pokrywa się z definicją rezerwy strategicznej, ponieważ pozostawanie w gotowości do dostarczenia mocy nie jest równoznaczne z pozostawaniem „w rezerwie”. Jednostki w rezerwie strategicznej

nie działają na rynku energii – pozostają w wyłącznej dyspozycji operatora, który uruchamia je ze względu na potrzeby systemu, a rezerwą obejmuje się całą moc jednostek wytwórczych. Na rynku mocy dostawcy mogą zaś zaoferować obowiązek i jednocześnie uczestniczyć w rynku energii na dotychczasowych zasadach. Można wręcz powiedzieć, że złożenie atrakcyjnej cenowo oferty na rynku mocy wymaga od dostawcy mocy, aby przewidział pokrycie części swoich kosztów ze sprzedaży energii (oraz – w przypadku kwalifikujących się do tego jednostek – usług systemowych).

2.5. Pojęcia zaczerpnięte z innych ustaw (pkt 21, 24, 25, 27–30)

Ustawa w niezbędnym zakresie posługuje się pojęciami zaczerpniętymi z ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Ponieważ jednak operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego jest adresatem większości przepisów w ustawie, zgodnie z pkt 24 posłużono się krótką formą „operator”.

2.6. Okres dostaw i okres zagrożenia (pkt 22 i 23)

Okres dostaw to czas trwania produktu oferowanego na aukcji mocy, podczas gdy okres zagrożenia to okres sytuacji bilansowej, w którym konieczne jest pozyskanie fizycznej dostawy zakupionej mocy. Zakup odpowiedniej wielkości mocy, powinien eliminować występowanie okresów zagrożenia. Okres dostaw wyznacza zatem ramy czasowe obowiązku pozostawania w gotowości, a okres zagrożenia – obowiązku dostarczenia mocy do systemu.

2.7. Punkt pomiarowy (pkt 26)

Wprowadzenie definicji punktu pomiarowego opartej na praktyce współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych i odbiorcami końcowymi jest niezbędna do wyznaczenia rzeczywistego wykonywania obowiązku mocowego.

2.8. Uczestnik rynku mocy (pkt 31)

Pojęcie uczestnika rynku mocy obejmuje podmioty zaangażowane w relacje handlowe oraz wymianę informacji na rynku mocy, tj. operatora, zarządcę rozliczeń, operatora systemu dystrybucyjnego, dostawcę mocy, a także właściciela jednostki fizycznej. Ten ostatni może być wprawdzie wykluczony z aktywnej działalności na rynku, niemniej mogą go dotyczyć określone obowiązki.

Dział II – Organizacja rynku mocy

3. Przepisy ogólne dotyczące certyfikacji

Do udziału w rynku mocy można zgłosić różnego rodzaju zasoby, jednak każdy musi przejść procedurę rejestracji, utworzenia jednostki rynku mocy oraz dopuszczenia jej do aukcji. Wyznaczenie parametrów ekonomicznych, na których opiera się działanie rynku mocy w danym roku dostaw, wymaga zaś posiadania szczegółowych informacji o dostępnych w systemie jednostkach. Powyższe procedury odbywają się w ramach procesu certyfikacji, składającego się z trzech elementów: certyfikacji ogólnej, certyfikacji do aukcji głównej oraz certyfikacji do aukcji dodatkowych. Art. 3 określa również ramy czasowe, w których proces ten się odbywa. W rozdziale tym określono również przepisy wspólne dla całego procesu certyfikacji – prowadzenie aukcji w postaci elektronicznej za pomocą internetowej platformy aukcyjnej oraz formę składanych oświadczeń podczas aukcji.

3.1. Udział mocy zagranicznych w rynku mocy (art. 6–10)

W celu umożliwienia uczestnictwa w rynku mocy jednostkom fizycznym zagranicznym wytwarzającym i DSR zlokalizowanych w państwach UE, których system elektroenergetyczny jest bezpośrednio połączony z KSE, organizowana będzie przed rozpoczęciem certyfikacji ogólnej tzw. aukcja biletowa. W wyniku rozstrzygnięcia aukcji zostaną wskazane podmioty, które będą mogły zgłosić jednostkę fizyczną na rynku mocy w Polsce. Ze względu na ograniczone możliwości przesyłowe na poszczególnych połączeniach międzysystemowych wymagana jest aukcja, dzięki której zostanie ograniczony wolumen mocy z zagranicy do mocy, która fizycznie jest możliwa do przesłania. Dodatkowo przy wyznaczaniu mocy na aukcje biletowe na poszczególne połączenia międzysystemowe zostaną wzięte po uwagę różnego rodzaju czynniki ograniczające rzeczywisty fizyczny przepływ energii jak np. przepływy kołowe. Ponadto określono, że jeden uczestnik rynku z zagranicy może złożyć tylko jedną ofertę w trakcie aukcji biletowej, co ma na celu ograniczenie możliwości składania wielu ofert przez jednego uczestnika aukcji, co z kolei pozwoli uniknąć sytuacji uzyskania przez ten podmiot praw do oferowania obowiązku mocowego w aukcjach mocy w wielkości nieuzasadnionej potencjałem jego jednostek.

W projekcie ustawy zdecydowano się na wprowadzenie możliwości udziału w aukcjach biletowych źródeł zlokalizowanych w państwie UE, którego system

elektroenergetyczny jest bezpośrednio połączony z KSE (kraje sąsiadujące), tj. Niemcy, Czechy, Słowacja, Szwecja i Litwa. To właśnie z operatorami tych państw członkowskich obecnie polski operator sieci przesyłowych prowadzi ciągłą współpracę ze względu na istniejące połączenia. Podobne otwarcie ograniczające się do państw sąsiadujących w swoim rynku mocy zadeklarowała Francja, co zostało potwierdzone przez Komisję Europejską w decyzji z dnia 8 listopada 2016 r. C(2016) 7086 final.

W art. 10 nałożono na operatora obowiązek przedłożenia ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacji o przebiegu aukcji biletowej, w terminie 21 dni od jej zakończenia

3.2. Certyfikacja ogólna (art. 11–14)

Aby jednostka fizyczna mogła wejść na rynek mocy, musi być wpisana do rejestru rynku mocy w certyfikacji ogólnej. Przedkładane informacje mają ogólny charakter identyfikacyjny, pozwalający operatorowi na ocenę dostępności zasobów mocy w systemie – przede wszystkim dzięki wymogowi przedstawiania planów pracy jednostek wytwórczych na najbliższe lata, a także lokalizacji i parametrów technicznych jednostek, oraz planów co do uczestniczenia w aukcji mocy. Możliwe jest zarejestrowanie zarówno jednostek już przyłączonych do sieci i eksploatowanych, jak również jednostek planowanych. Certyfikacja ogólna odbywa się co roku, a informacje dotyczące jednostek podlegają corocznej aktualizacji.

Rozdział rozpoczyna ogólny obowiązek właścicieli jednostek fizycznych wytwórczych o mocy osiągalnej większej niż 2 MW do zgłoszenia takiej jednostki do każdej certyfikacji ogólnej.

Art. 12 wprowadza obowiązek informacyjny o fundamentalnym znaczeniu dla poprawnego przeprowadzenia procesu zakupu mocy – obowiązek złożenia wniosku o wpis do rejestru rynku mocy jednostek fizycznych wytwórczych o mocy osiągalnej brutto nie mniejszej niż 2 MW. Przyjęty próg jest kompromisem między poziomem szczegółowości wiedzy o zasobach w systemie elektroenergetycznym, a potencjalnie uciążliwym obowiązkiem dla podmiotów dysponujących małymi jednostkami wytwórczymi.

Art. 13 reguluje sytuację złożenia nieprawidłowo sporządzonego wniosku o rejestrację oraz przyznaje uprawnienie operatorowi do niewpisania JF do rejestru rynku mocy. O takim przypadku operator informuje Prezesa URE.

W art. 14 nałożono na operatora obowiązek przedłożenia ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacji o przebiegu certyfikacji ogólnej, w terminie 14 dni od jej zakończenia.

3.3. Certyfikacja do aukcji głównej i aukcji dodatkowych (art. 15–28)

Certyfikacje do aukcji mają na celu nadanie ram organizacyjnych konkretnym zasobom, które dostawcy mocy zaoferują na aukcji. Należy wskazać, że choć co do zasady dostawcy mocy powinni być zainteresowani zawarciem umów na aukcjach mocy, mogą także wnioskować o dopuszczenie do udziału wyłącznie w rynku wtórnym; w każdym przypadku otrzymanie certyfikatu dla JRM jest niezbędnym warunkiem działalności na rynku mocy.

Art. 16 ust. 1 wyznacza ramy kwalifikowalności (progi mocy minimalne) do utworzenia jednostek rynku mocy z jednostek fizycznych wpisanych do rejestru. Progi górne dotyczą grup jednostek, czyli tzw. agregatów. Elektrownie systemowe co do zasady powinny brać udział w rynku mocy przez pojedyncze jednostki wytwórcze, tj. bloki. Niemniej jednak mimo wyznaczenia progu mocy pojedynczej jednostki rynku mocy na poziomie 2 MW, jednostki fizyczne o mocy mniejszej mogą brać również udział w rynku mocy, lecz muszą wejść w skład grupy jednostek.

W art. 16 ust. 2 wskazano ponadto dodatkowe przeszkody formalne w udziale w rynku mocy – korzystanie z systemu wsparcia OZE przez jednostki produkujące wyłącznie tzw. zieloną energię oraz świadczenie na rzecz operatora usług systemowych, w ramach których jednostki wytwórcze pozostają w wyłącznej dyspozycji operatora i nie działają na rynku energii; wykaz usług wykluczających z udziału w rynku mocy publikuje Prezes URE. Analogiczne przeszkody formalne wprowadzono dla jednostek fizycznych zagranicznych, które będą korzystały z operacyjnych systemów wsparcia OZE i CHP w swoim państwie, oraz usług na rzecz macierzystego operatora systemu przesyłowego. W ww. włączeniach nie uwzględniono operacyjnego systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji w postaci świadectw pochodzenia tzw. czerwonych, żółtych i fioletowych certyfikatów, ponieważ zgodnie z obowiązującymi przepisami system wsparcia będzie funkcjonował do końca 2018 r., a pierwszym planowanym rokiem dostaw na rynku mocy jest rok 2021.

W art. 17 wprowadza się dodatkowe zasady dotyczące konfiguracji JRM, tj. zbioru JF wchodzących w jej skład.

Art. 18 statuuje zasady ustalania korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności (KWD), który jest wielkością (od 0 do 1) determinującą maksymalny wolumen mocy dla danej JRM, który może zaoferować podczas aukcji. Stosowanie KWD (zwanego też współczynnikiem *de-rating*) zapobiega zakontraktowaniu mocy, która nie ma szans być dostarczona w okresie dostaw, w tym okresie zagrożenia np. przez brak możliwości wytwarzania we wskazanych przez operatora godzinach. Przepis ust. 2 ustala zamknięty katalog danych, które operator bierze pod uwagę przy wyznaczaniu KWD.

Art. 19 i art. 20 ustala treść wniosku o certyfikację. Dla JRM W wydaje się certyfikat przyznający status JRM W nowej, JRM W modernizowanej, albo JRM W istniejącej. Jednostka rynku mocy składająca się z jednostki fizycznej zagranicznej jest kwalifikowana jako JRM istniejąca, ze statusem cenotwórcy. JRM DSR może mieć status JRM DSR potwierdzonej albo niepotwierdzonej – przy czym na początku funkcjonowania rynku mocy każda JRM DSR jest jednostką niepotwierdzoną. Status jednostki przekłada się na warunki składania ofert w aukcjach – maksymalną długość oferowanych kontraktów (w przypadku JRM W) oraz status cenobiorcy albo cenotwórcy.

Uczciwa konkurencja na rynku mocy wymaga narzędzi przeciwdziałających wykorzystywaniu siły rynkowej. Takim narzędziem jest podział jednostek, których moc oferuje się w aukcjach, na cenotwórców i cenobiorców. Te pierwsze ponoszą z różnych względów wyższe koszty związane z funkcjonowaniem na rynku, a jednocześnie nie są tak liczne, aby móc samodzielnie ukształtować cenę. Te drugie reprezentują znaczną siłę rynkową, zarazem ponoszą typowe koszty, zatem nie mogą składać na aukcji mocy ofert, które mogłyby zawyżyć cenę zamknięcia ponad rozsądny poziom.

Certyfikat zachowuje ważność do końca okresu dostaw, na który został wystawiony, jednak dostawca mocy może uzyskać na wniosek jego wygaszenie – np. w sytuacji, gdy chce przystąpić do kolejnej aukcji z inną konfiguracją JF i w związku z tym musi utworzyć nową JRM.

Art. 19 określa wykaz informacji, które należy przedstawić, aby uzyskać certyfikat. Do szczególnie ważnych informacji przedstawianych przez dostawcę mocy podczas certyfikacji do aukcji głównej lub certyfikacji do aukcji dodatkowych należą informacje dotyczące: wielkości obowiązku mocowego, dostępności paliwa oraz parametrów techniczno-ekonomicznych.

Dostawca mocy, wnoszący o certyfikację JRM, musi zadeklarować jaką wielkość obowiązku mocowego będzie oferował na najbliższej aukcji głównej lub dodatkowej. Jest to o tyle ważne, że nie będzie on mógł zmienić zadeklarowanej wielkości w procesie certyfikacji podczas trwania aukcji. Ponadto w procesie certyfikacji musi on potwierdzić, że w przypadku wygrania aukcji będzie posiadał zdolność dostawy mocy przez jednostkę rynku mocy. W tym celu musi posiadać on odpowiednie zapasy paliw lub wykazać, że ma zapewnioną ich dostępność w odpowiedniej ilości. Wymaganie to będzie dotyczyło wszystkich JRM Wytwórczych niezależnie od spalanego paliwa. W odniesieniu do przedstawianych parametrów technicznych kluczowe będą informacje dotyczące charakterystyki rozruchu, dopuszczalnego zakresu pracy oraz szybkości zmian wielkości wytwarzania energii elektrycznej. W oparciu o te informacje dana JRM, objęta umową mocową, będzie wykonywała swój obowiązek mocowy w okresie zagrożenia w trybie normalnym lub trybie nagłym. Należy zwrócić uwagę na przepis pkt 6 lit. c, nakazujący przedstawić informacje o parametrach ekonomicznych działalności danej jednostki fizycznej, które umożliwią poprawne opracowanie parametrów aukcji. Szczególnie wrażliwym parametrem na potrzeby prognozowania zapotrzebowania na moc, wyznaczanego oddzielnie dla każdej aukcji, będą dane o kosztach stałych i zmiennych. Obecnie rezerwa mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym ustalana jest jako stała wartość procentowa odniesiona do zapotrzebowania na moc, a na rynku mocy prognozowane zapotrzebowanie na moc będzie określane z zastosowaniem złożonych metod prognostycznych, wykorzystujących narzędzia analizy probabilistycznej i stochastycznej. Określenie prognozowanego zapotrzebowania na moc na podstawie niezwyfikowanych danych może mieć negatywne konsekwencje dla funkcjonowania rynku mocy i może prowadzić do nieuzasadnionego obciążenia zbyt dużymi opłatami odbiorców. Podkreślenia wymaga, że operator pobiera dane w znacznie węższym celu, niż może to zrobić Prezes URE na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne – podanie tych informacji operatorowi jest niezbędne do poprawnego wyznaczenia parametrów aukcji rekomendowanych ministrowi właściwemu do spraw energii; operator jest przy tym zobowiązany do zachowania poufności otrzymywanych danych.

Art. 19 ust. 2–4 ustala warunki uzyskania certyfikatu dla JRM W nowej i modernizowanej oraz JRM „zagranicznej”. Kluczowym jest warunek, że JRM W

nowa i modernizowana oraz JRM „zagraniczna” mogą składać się wyłącznie z jednej JF W, przy czym w przypadku JRM W nowej musi to być JF W planowana.

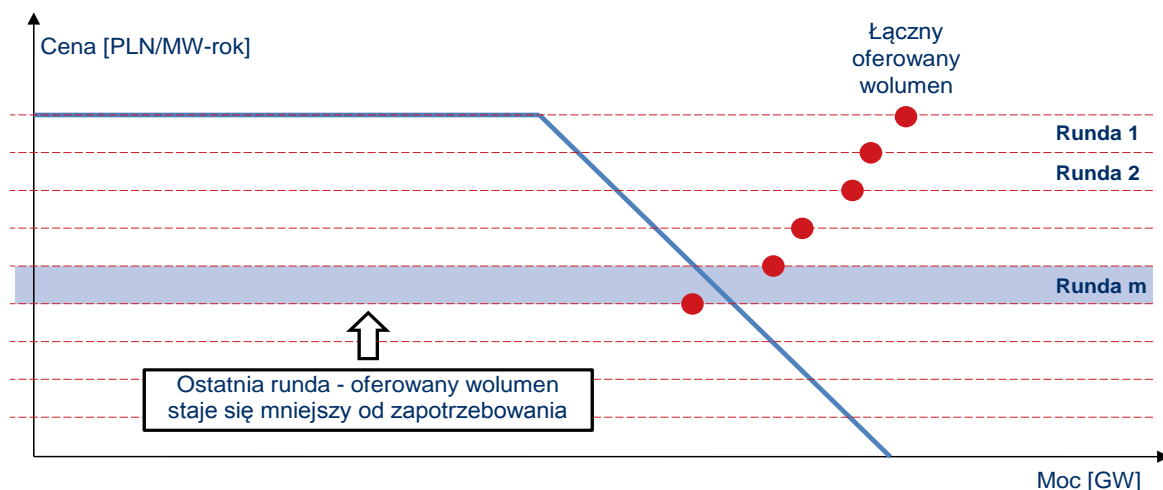
Dla JRM, które w chwili uzyskania certyfikatu nie mogą zagwarantować dostarczenia mocy, czyli JRM W nowe i JRM DSR niepotwierdzone, operator wydaje zgodnie z art. 26 certyfikat warunkowy. Certyfikat właściwy, dopuszczający do udziału w aukcji, uzyskuje się po złożeniu zabezpieczenia finansowego.

W art. 27 i art. 28 nałożono na operatora obowiązek przedłożenia ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacji o przebiegu certyfikacji do aukcji głównej i aukcji dodatkowych, w terminie 10 dni od ich zakończenia.

4. Aukcje mocy (art. 29–40)

Rynek pierwotny działa w oparciu o konkurencyjny mechanizm wyboru ofert w drodze tzw. aukcji holenderskiej, której mechanika wywiera presję na oferentów i nakłania ich do ujawniania prawdziwej wartości swoich ofert. Art. 29 zawiera ogólne zasady organizowania aukcji, w tym okres jej przeprowadzania, a także obowiązek organizowania aukcji dodatkowych – odrębnych dla każdego kwartału dostaw – równocześnie, tak, aby pozycja i wiedza licytantów o rozstrzygnięciach była równa.

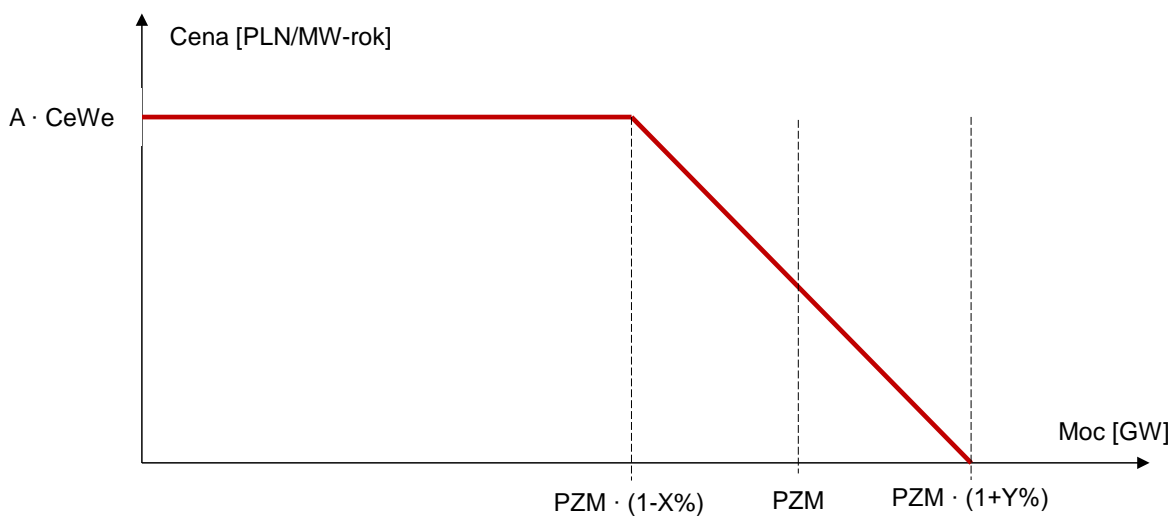
Art. 30 reguluje specyficzną mechanikę aukcji mocy, w której dostawcy mocy składają – raz w ciągu aukcji – oferty wyjścia odrębnie w odniesieniu do każdej JRM, której udział zgłosili. Dostawcy mocy oferujący dłuższe kontrakty mogą ponadto złożyć ofertę polegającą na wskazaniu minimalnej ceny, po której są gotowi zawrzeć wieloletnią umowę, zaś dostawcy mocy biorący udział z JRM W modernizowanymi mogą zgłosić specjalną ofertę – oświadczenie o rezygnacji z modernizacji, jeżeli aukcja nie zamknie się ceną równą lub wyższą od wskazanej ceny minimalnej modernizacji.



Rysunek 1 – Schemat poglądowy przebiegu aukcji głównej. Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy, s. 40.

4.1. Parametry aukcji (art. 31–33)

Aukcję przeprowadza się w oparciu o określone parametry, które gwarantują zakup dokładnie takiej wielkości mocy, która jest potrzebna w danym okresie dostaw, po uzasadnionej ekonomicznie cenie. Parametry określone w art. 31 wyznaczają kształt tzw. krzywej zapotrzebowania.



Rysunek 2 – Krzywa zapotrzebowania na moc. Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy, s. 34

Większość parametrów proponuje operator, który wyznacza je analitycznie w oparciu o posiadane i pozyskane od dostawców mocy dane; niektóre parametry (jak X i Y w krzywej zapotrzebowania) mają charakter planistyczny i wyznacza je minister właściwy do spraw energii.

Zapotrzebowanie na moc (PZM) wyznacza się na zasadach określonych w art. 33, które zapewniają ustalenie celu w zakresie zakupu mocy na poziomie umożliwiającym

osiągnięcie założonego standardu bezpieczeństwa dostaw. Należy podkreślić, że obecnie stosowanym w Polsce standardem bezpieczeństwa dostaw jest margines rezerwy mocy ponad zapotrzebowanie szczytowe (ang. *capacity margin*), o którym mowa w art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne. Wraz z wprowadzeniem rynku mocy jako podstawowy wskaźnik wyznaczający standard bezpieczeństwa dostaw ustanawia się wskaźnik dopuszczalnej wartości oczekiwanej czasu braku dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, wyrażonej w godzinach na rok – tzw. standard LOLE (ang. *loss of load expectation*). W przeciwieństwie do wskaźnika *capacity margin*, standard LOLE opiera się na założeniach probabilistycznych, a nie deterministycznych, co pozwala określić pożądaną wielkość rezerw mocy w sposób optymalny ekonomicznie i efektywny kosztowo dla odbiorców energii elektrycznej.

Parametry aukcji określone w art. 32 wyznaczają dodatkowe ramy procesu zakupu mocy, w tym wymogi techniczne, jakie muszą spełniać JRM W nowe lub modernizowane. Zgodnie z art. 32 ust. 4, jeżeli uzasadnia to polityka energetyczna, istnieje ponadto możliwość ustanowienia wymogu pokrycia części zapotrzebowania przez jednostki nowe lub modernizowane – wprowadzenie tzw. koszyków aukcyjnych (w przepisach nazywanych grupami JRM W). W takim przypadku określa się również maksymalną cenę, po jakiej może nastąpić zakup mocy z tych jednostek, jeżeli aukcja skończy się dla nich odrębnie.

Parametry aukcji ustanawia rozporządzeniami minister właściwy do spraw energii po uzyskaniu opinii Prezesa URE, przy czym operator jest zobowiązany do przekazania ministrowi, w informacji, określonych parametrów wyznaczane analitycznie.

W razie problemów technicznych z działaniem systemu teleinformatycznego służącego do przeprowadzenia aukcji (tzw. platformy aukcyjnej), istnieje możliwość zawieszenia lub wstrzymania aukcji mocy (art. 36).

4.2. Rozstrzygnięcie aukcji (art. 37)

Jak wskazano na rysunku 1 powyżej, aukcja mocy co do zasady kończy się, gdy łączna wielkość oferowanych obowiązków mocowych (wolumen ofert) jest mniejsza, niż popyt na moc. Możliwe jest również zakończenie aukcji przez zakończenie ostatniej rundy, jeżeli wolumen ofert wciąż przewyższa popyt na moc. Rozstrzygnięcie polega na wybraniu ofert, na podstawie których zawiera się umowy mocowe. Obowiązki mocowe są niepodzielne – albo zawiera się umowę na całą moc oferowaną w odniesieniu do

danej JRM, albo nie zawiera się jej wcale. W związku z tym, że „przecięcie” krzywej popytu z krzywą podaży utworzoną z ofert może nie nastąpić dokładnie w punkcie rozgraniczającym dwie oferty dostawców mocy, istnieje konieczność zastosowania algorytmu, który wybierze wariant bardziej korzystny (art. 37 ust. 3).

Odrębne zamknięcie aukcji dla koszyków aukcyjnych i wyznaczenie odrębnych cen dla JRM W nowych i modernizowanych wymaga ziszczenia się warunków określonych w art. 37 ust. 6. Do rozstrzygnięcia również stosuje się zasadę niepodzielności ofert i wyboru wariantu bardziej korzystnego.

4.3. Wycofanie z eksploatacji (art. 38)

Wprowadzono również możliwość, że właściciele jednostek fizycznych, które nie zostały objęte umowami zarówno w aukcji głównej, jak i aukcjach dodatkowych na ten sam rok dostaw, mogą je wycofać z eksploatacji po upływie roku od dokonania zgłoszenia tego operatorowi, zapobiegając nadmiernej uciążliwości związanej z koniecznością ich utrzymania (ang. *exit barrier*).

4.4. Wyniki aukcji (art. 39–40)

Ogłoszenie wyników aukcji jest dwuetapowe – najpierw operator ogłasza wstępne wyniki, a następnie – po przeprowadzeniu procedury sprawdzającej przez Prezesa URE i ministra właściwego do spraw energii – ogłasza ostateczne wyniki. Prezes URE obligatoryjnie unieważnia aukcję, jeżeli postępowanie uczestników wskazuje na przeprowadzenie jej niezgodnie z przepisami prawa albo doszło do niedozwolonych zachowań, np. zmowy aukcyjnej czy nadużycia siły rynkowej i miało to istotny wpływ na wyniki aukcji. W przypadku unieważnienia aukcji dostawcy mocy mają możliwość przystąpienia do nowej aukcji z tymi samymi certyfikatami, które uzyskali przed aukcją unieważnioną. W przypadku ww. zachowań, gdy nie stwierdzono istotnego wpływu na wyniki aukcji, Prezes URE lub minister właściwy do spraw energii mogą unieważnić aukcję. Dodatkowo wprowadzono możliwość fakultatywnego unieważnienia aukcji przez ministra właściwego do spraw energii w przypadku gdy wykonanie zawartych umów będzie stanowiło zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii.

5. Umowa mocowa (art. 41–46)

Świadczenie obowiązku mocowego odbywa się na podstawie cywilnoprawnej umowy między operatorem, dostawcą mocy a zarządcą rozliczeń (umowa trójstronna),

zawieranej pod warunkiem zawieszającym z chwilą rozstrzygnięcia aukcji, za którą przyjmuje się moment ogłoszenia jej wstępnych wyników. Swoistym warunkiem rozwiązującym jest unieważnienie aukcji, w wyniku której umowa została zawarta – w takim wypadku uznaje się ją za niebyłą; jednak ze względu na termin zawity, w którym minister właściwy ds. energii może wydać decyzję o unieważnieniu aukcji, okres warunkowości trwa stosunkowo krótko. Umowa może także zostać zawarta w wyniku transakcji na rynku wtórnym w wyniku przeniesienia całości obowiązku mocowego z jednej JRM na inną. Zmiany podmiotowe w umowie mocowej odbywają się na zasadach w niej określonych oraz wynikających z przepisów ustawy – nie ma zastosowania ogólny reżim cesji wierzytelności.

Ponieważ dla każdej JRM dostawca mocy i operator zawierają odrębną umowę, katalog *essentialia negotii* zawiera elementy umożliwiające indywidualne określenie warunków istotnych dla danego typu JRM. Wzór umowy stanowi załącznik do regulaminu rynku mocy, zatem podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

Umowa mocowa może zostać rozwiązana nie tylko, gdy wygaś obowiązek mocowy (np. w wyniku przeniesienia go na innego dostawcę mocy), ale przede wszystkim w przypadku niewykonania zobowiązań dostawców mocy związanych z umożliwieniem dostawy mocy z jednostek, które uzyskały certyfikat dopuszczający do aukcji za ustanowieniem zabezpieczenia. W przypadku JRM W modernizowanej niespełnienie zobowiązań w zakresie modernizacji jednostki powoduje zmianę warunków umowy z mocy prawa.

Art. 46 przewiduje sankcje mające zastosowanie w przypadku niewykonania zobowiązań z jednostek, które dopuszczono do aukcji za ustanowieniem zabezpieczenia – zabezpieczenie to może w określonych sytuacjach zostać zatrzymane, a jeżeli na mocy przepisu szczególnego dostawca mocy został zwolniony z obowiązku jego ustanowienia – musi on uiścić karę w kwocie, w jakiej zostałyby ustanowione zabezpieczenie. W przypadku JRM DSR może mieć zastosowanie specjalna procedura związana z obniżeniem obowiązku mocowego, opisana poniżej.

6. Rynek wtórny (art. 47–48)

Dostawcy mocy mają dzięki rynkowi wtórnemu możliwość zarządzania ryzykiem niedotrzymania obowiązków wynikających z umowy mocowej. Rynek wtórny na gruncie przepisów projektowanej ustawy obejmuje dwa rodzaje transakcji:

- obrót wtórny obowiązkiem mocowym – możliwość przeniesienia *ex ante* części lub całości zakontraktowanego wolumenu mocy na inną jednostkę rynku mocy,
- realokację wolumenu – możliwość saldowania *ex post* niewykonania części lub całości obowiązku mocowego podczas okresu zagrożenia przez jedną jednostkę z wykonaniem ponad wymaganie przez inną jednostkę lub kilka jednostek (nadwyżka wykonania przez jedną JRM może również być rozłożona na kilka JRM).

Ponadto ustawa nie wprowadza ograniczeń w zakresie innych form transakcji bilateralnych, z zastrzeżeniem, że skutek dla zawartych umów mocowych mają wyłącznie transakcje wyżej wymienione. Ustawa nie określa także platformy, na której odbywa się kojarzenie ofert dostawców mocy, przez co możliwe są zarówno transakcje bilateralne, jak i stworzenie rynku zorganizowanego. Rejestr rynku mocy pełni rolę księgi, w której transakcje są odnotowywane dla zapewnienia transparentności. Warunki handlowe transakcji (standardowe warunki, ceny, prowizje itd.) pozostają poza przedmiotem regulacji niniejszej ustawy. Procedura poinformowania operatora o transakcji i konieczność uzyskania jego zgody wynikają z potrzeby zapewnienia pełnej przejrzystości obowiązków mocowych w każdym momencie okresu dostaw. Nie stoi to jednak na przeszkodzie utworzeniu platform ustandaryzowanego obrotu.

Transakcje na rynku wtórnym dotyczą wyłącznie obowiązków mocowych oraz dotyczą wyłącznie jednostek rynku mocy certyfikowanych na ten sam rok dostaw. W odniesieniu do obrotu obowiązkiem mocowym na rynku wtórnym zastrzeżono, że mogą transakcje te dotyczyć mogą wyłącznie jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w tym samym systemie przesyłowym. Dopuszczono jednak możliwość przenoszenia tego obowiązku z jednostek zagranicznych na jednostki rynku mocy zlokalizowane w krajowym systemie elektroenergetycznym.

Transakcje dochodzą do skutku pod warunkiem wpisania ich do rejestru przez operatora; ma on trzy dni robocze na zgłoszenie ewentualnego sprzeciwu, gdyby transakcja okazała się niedopuszczalna. Katalog przeszkód formalnych, określone w art. 47 ust. 2 – sformułowane wymagania przeciwdziałają manipulacjom na rynku oraz ograniczają możliwość uchylania się od wykonywania obowiązku mocowego.

7. Zabezpieczenia (art. 49–53)

Jak wskazano powyżej, niektóre JRM zostają dopuszczone do udziału w rynku mocy, pod warunkiem że reprezentujący je dostawcy mocy ustanowią na rzecz operatora zabezpieczenie finansowe. Dotyczy to JRM W nowych oraz JRM DSR niepotwierdzonych – jeżeli JRM W nowa nie wybuduje się lub nie uzyska określonych parametrów na czas i nie będzie w stanie dostarczyć mocy, albo JRM DSR okaże się nie być w stanie przeprowadzić redukcji, wówczas operator może wyegzekwować zabezpieczenie i wykorzystać środki finansowe na pokrycie powstałej luki w obowiązkach mocowych pokrywających zapotrzebowanie w danym okresie dostaw. Jednakże przewidziano, że dostawca mocy nie będzie z mocy ustawy zobowiązany do ustanowienia zabezpieczenia finansowego, w przypadku gdy posiada on ocenę inwestycyjną (rating), dokonaną przez wyspecjalizowaną instytucję, na minimalnym poziomie określonym w rozporządzeniu.

Wysokość zabezpieczenia, dopuszczalne formy, oraz termin jego ustanowienia określi rozporządzenie ministra właściwego ds. energii wydawane na podstawie art. 50. Minister określi także minimalny poziom oceny inwestycyjnej (rating), który może zwolnić z ustanowienia zabezpieczenia finansowego oraz instytucje uprawnione do jego dokonania.

Art. 51 dotyczy również JRM W modernizowanych i nakładają obowiązek wykazania, że inwestycja postępuje zgodnie z planem, przez osiągnięcie tzw. finansowego kamienia milowego (ust. 1) oraz operacyjnego kamienia milowego (ust. 2). Nieosiągnięcie kamieni milowych jest podstawą do nałożenia sankcji określonych w umowie mocowej zgodnie z przepisami rozdziału 3.

Uzyskanie statusu JRM DSR potwierdzonej wymaga przeprowadzenia skutecznego testu zdolności redukcji zapotrzebowania w warunkach symulujących okres zagrożenia, przy czym – ze względu na specyfikę jednostek DSR – za skuteczne przeprowadzenie testu (wynik pozytywny) uznaje się redukcję w wielkości co najmniej 80% określonej w certyfikacie iloczynu mocy osiągalnej oraz KWD. Nawet jednak w przypadku negatywnego wyniku testu, lecz nie poniżej 50% wskazanego iloczynu, dostawca mocy ma możliwość skorygowania swojego obowiązku mocowego. Wówczas umowa mocowa ulega odpowiedniej zmianie, a operator egzekwuje proporcjonalną część złożonego zabezpieczenia.

Zabezpieczenie zwraca się dostawcy mocy z chwilą wykazania spełnienia obu kamieni milowych, otrzymania potwierdzenia testu zdolności redukcji zapotrzebowania, albo wygaśnięcia certyfikatu.

8. Rejestr rynku mocy (art. 54–55)

Wymiana dokumentów i informacji między podmiotami biorącymi udział w rynku mocy oraz zaangażowanymi w jego funkcjonowanie będzie odbywać się przez system teleinformatyczny prowadzony przez operatora systemu przesyłowego – rejestr rynku mocy. Rejestr będzie kompleksowym narzędziem zapewniającym obsługę procesu certyfikacji, odwzorowanie wyników aukcji i treści umów mocowych, transakcji na rynku wtórnym, a także wymianę i przechowywanie informacji związanych z wykonaniem obowiązku mocowego.

Wgląd do rejestru rynku mocy mają uczestnicy rynku mocy oraz Prezes URE i minister właściwy ds. energii. Każdy użytkownik będzie miał dostęp do informacji w zakresie uzasadnionym pełnioną funkcją. Szczegółowe zasady funkcjonowania rejestru określa regulamin rynku mocy.

9. Wykonanie obowiązku mocowego (art. 56–58)

Jak wskazano wyżej, obowiązek mocowy – produkt na rynku mocy – składa się z elementu gotowości w okresie dostaw oraz dostawy w okresie zagrożenia. Art. 56–58 statuuje zasady wykonywania obowiązku mocowego, w tym wskazują sposób, w jaki JRM dostarczają moc do systemu. Odmienny sposób dokonywania dostaw przez jednostki biorące aktywny udział w centralnym bilansowaniu (tzw. jednostek grafikowych aktywnych), od tych, które nie biorą w nim udziału (jednostek pasywnych) gwarantuje, że reakcja dostawców mocy w okresie zagrożenia zostanie przyjęta przez system z zapewnieniem wymaganych standardów bezpieczeństwa.

9.1. Okres zagrożenia

Okres zagrożenia ogłasza się z wyprzedzeniem co najmniej 8-godzinnym w trybie normalnym, albo co najmniej 4-godzinnym w trybie nagłym. Wyprzedzenie jest wystarczająco długie, aby jednostki mogły zareagować; dostawca mocy ma jednak możliwość zgłoszenia w procesie certyfikacji swojej charakterystyki uruchomienia, która sprawi, że nie będzie mógł spełnić obowiązku dostawy w przypadku trybu nagłego (art. 57 ust. 4 pkt 3).

9.2. Skorygowany obowiązek mocy i jego wykonanie

W art. 57 ust. 1 wskazano wielkości odzwierciedlające stan systemu w okresie zagrożenia, na podstawie których oblicza się skorygowany obowiązek mocy; mechanizm ten zapewnia, że do systemu trafi tyle mocy, ile będzie w danej chwili potrzebne. Wyznacza się go *ex post*, jednak w momencie publikacji operator podaje prognozowane wielkości parametrów wskazanych w ust. 1 pkt 2–4, dzięki czemu dostawcy mocy mogą obliczyć, w jakiej wielkości będą zobowiązani dostarczyć moc. W art. 57 ust. 4 określono okoliczności, które zmniejszają skorygowany obowiązek mocy danej jednostki, częściowo lub całkowicie, zwalniając ją z obowiązku dostawy. Okoliczności mają charakter ruchowy, tzn. są związane ze stanem sieci elektroenergetycznej albo planowaniem pracy jednostek wytwórczych (obejmują m.in. wskazane powyżej ograniczenia rozruchu). Warunkiem niezbędnym do rozliczenia wykonania obowiązku mocowego wszystkich JRM posiadających obowiązek mocy jest otrzymanie od OSD danych pomiarowych – obowiązek ich przekazania ustanawia art. 57 ust. 5. Na początku kolejnego miesiąca operator przekazuje zaś informacje o podstawie do wypłaty wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego za miesiąc poprzedni.

Zgodnie z art. 58 za niewykonanie obowiązku mocowego dostawca mocy uiszcza kary o charakterze kar ustawowych mających zastosowanie w określonych stosunkach cywilnoprawnych (art. 485 k.c.). Kary określone w art. 58 nie są zatem administracyjnymi karami pieniężnymi ani opłatami zastępczymi. W celu zapobieżenia nadmiernemu obciążeniu dostawców mocy stosuje się limity sumy kar, jaka może być należna od dostawy mocy w ujęciu miesięcznym oraz rocznym. Sposób obliczenia jednostkowej stawki kary będzie określany w rozporządzeniu ministra właściwego ds. energii.

10. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (art. 59–67)

Dostawca mocy w zamian za świadczenie na rzecz operatora obowiązku mocowego otrzymuje po każdym miesiącu wynagrodzenie. Wynagrodzenie wylicza się odrębnie dla każdej JRM na podstawie liczby godzin w miesiącu, w których świadczyła obowiązek mocy, oraz jednostkowej ceny każdego z obowiązków (pełniącej rolę stawki wynagrodzenia za wykonywanie obowiązku mocowego). JRM może bowiem być objęta obowiązkami mocowymi wynikającymi z umów zawartych w wyniku aukcji

głównej oraz aukcji dodatkowej w tym samym okresie, a ponadto dostawca mocy może nabyć obowiązek mocowy na rynku wtórnym od dostawców, którzy zawarli umowy w wyniku innych aukcji (zakończone innymi cenami). Liczba godzin świadczenia obowiązku mocowego w miesiącu po zawarciu umowy mocowej odpowiada początkowo liczbie godzin w okresie dostaw (roku, kwartale), jednak może ulec zmianie w następstwie transakcji na rynku wtórnym.

Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego wypłaca zarządca rozliczeń rynku mocy, którego funkcję pełni Zarządca Rozliczeń S.A. z siedzibą w Warszawie (dalej: „ZR”). ZR dokonuje wypłat po otrzymaniu od operatora informacji o kwotach należnych w danym miesiącu poszczególnym dostawców mocy. Wynagrodzenie wypłaca się ze środków zgromadzonych na rachunku opłaty mocowej; podlega ono opodatkowaniu VAT.

10.1. Korekta wynagrodzeń (art. 61–63)

Wynagrodzenie należne niektórym JRM podlega korektom w związku z otrzymywaniem pomocy publicznej. W przypadku JRM W nowych i modernizowanych, które korzystały z pomocy publicznej na potrzeby sfinansowania inwestycji, otrzymywane wynagrodzenie koryguje się w ten sposób, że cena obowiązku mocowego wynikającego z umowy zawartej przez jednostkę zmniejsza się w całym okresie obowiązywania umowy proporcjonalnie do otrzymanej pomocy. Wpływa to na warunki obrotu na rynku wtórnym – cena obowiązku mocowego obejmującego tę jednostkę pozostaje skorygowana, nawet, jeżeli obowiązek będzie przedmiotem obrotu.

W przypadku JRM W, które kwalifikują się do otrzymywania świadectw pochodzenia OZE, ale nie produkują wyłącznie energii „zielonej”, cena obowiązku mocowego w umowie nie zmienia się, lecz korekta może być w każdym miesiącu inna i wynika z decyzji podmiotu występującego o wydanie świadectw. Jej wysokość zależy bowiem od wolumenu mocy wynikającego z ilości energii elektrycznej, co do której wytwórca OZE (może to być podmiot inny niż dostawca mocy) złożył wniosek o wydanie świadectwa. Przyjmuje się, że ta część mocy została „sprzedana” w systemie wsparcia i obniża się o nią obowiązek mocowy będący podstawą do wypłaty wynagrodzenia w danym miesiącu. W skrajnym przypadku dostawca mocy może w ogóle nie otrzymać wynagrodzenia za dany miesiąc. Warto podkreślić, że taki mechanizm nie wpływa to na obniżenie bezpieczeństwa dostaw, ponieważ niezależnie od korekty wynagrodzenia

dostawca mocy ma wciąż taki sam obowiązek pozostawania w gotowości oraz dostarczania mocy. Operator oraz ZR mogą wystąpić do Prezesa URE o informacje, które pozwolą zweryfikować, jaką ilość energii wytwórca OZE objął wnioskiem o wydanie świadectw pochodzenia.

10.2. Rozliczenia po zakończeniu okresu zagrożenia. *Profit sharing* (art. 65)

Dane pomiarowe po zakończonym okresie zagrożenia pokazują, w jakim stopniu obowiązek dostarczenia mocy został wykonany przez dostawców mocy i ich poszczególne JRM. Procedura ogłaszania okresu zagrożenia i wyliczenia skorygowanego obowiązku mocowego powoduje, że dostawa mocy z każdej JRM będzie niższa albo wyższa od tego obowiązku. W związku z tym dostawcy mocy mają możliwość „saldowania” nadwyżek i braków między sobą – na zasadach określonych w art. 47–48. Po upływie terminu na realokację wielkości wykonania obowiązku mocowego odnotowuje się jego niewykonanie, będące podstawą do naliczenia kary uregulowanej w art. 58, albo nadwyżkę stanowiącą podstawę do otrzymania premii z tytułu nadwykonania. Premie rozlicza się w ujęciu rocznym, a ich wysokość zależy od ceny dostarczenia mocy ponad obowiązek mocowy, wyliczonej w oparciu o wielkość środków zgromadzonych z kar uiszczonych w danym roku oraz łączną wielkość nadwykonania. Trzeba jednak podkreślić, że premia podlega limitowi określonemu w art. 65 ust. 5 (dwukrotność jednostkowej stawki kary); w przeciwnym razie w skrajnym wypadku mogłoby dojść do sytuacji, w której pojedyncze kilowatogodziny nadwykonania w ciągu roku uprawniałyby do otrzymania premii o wartości kar za setki megawatogodzin niedostarczonej mocy.

10.3. Demonstracja wykonania obowiązku mocowego (art. 66)

Weryfikacja wykonania części obowiązku mocowego polegającego na dostarczeniu mocy w okresie zagrożenia dokonuje się przez zgromadzenie danych pomiarowych z tego okresu. Weryfikacja części obowiązku polegającej na pozostawaniu w gotowości dokonuje się zaś w dwojaki sposób.

Po pierwsze dostawca mocy ma obowiązek przeprowadzenia demonstracji, tj. wskazania *ex post* operatorowi określonej liczby godzin w kwartale, w której jednostka dostarczała moc do systemu. JRM może mieć różne obowiązki mocowe w tym okresie, jednak obowiązek demonstracji odnosi się do najwyższego z nich.

Sankcją za niedokonanie demonstracji – niewykazanie gotowości – jest obowiązek zwrotu wynagrodzenia za cały kwartał.

Po drugie dostawca mocy musi być przygotowany na ogłoszenie testowego okresu zagrożenia w odniesieniu do wybranych JRM (z wyjątkiem JRM w uzgodnionym postoiu remontowym) – w takim wypadku przeprowadza się procedurę analogiczną do ogłoszenia okresu zagrożenia, łącznie ze wskazaniem wielkości do ustalenia skorygowanego obowiązku mocowego. Niedostarczenie odpowiedniej mocy oznacza negatywny wynik testu, który jest podstawą do nałożenia kary za niewykonanie obowiązku mocowego. Mimo określonego w art. 66 ust. 5 uprawnienia do ogłaszania kolejnych testowych okresów zagrożenia, nie ma ryzyka doprowadzenia dostawcy mocy do bankructwa – kary podlegają odpowiednim limitom. Jeżeli test zakończył się wynikiem negatywnym, operator nie może ogłaszać kolejnego testowego okresu zagrożenia, dopóki dostawca mocy nie zgłosi mu gotowości. Należy jednak podkreślić, że dostawcę mocy obejmuje dodatkowa sankcja w takim przypadku – nie przysługuje mu wynagrodzenie za okres od zakońzonego negatywnym wynikiem testu do zgłoszenia gotowości do kolejnego testu; mimo to obowiązek mocowy jest wiążący dla dostawcy.

10.4. Rozporządzenie dotyczące wykonania obowiązku mocowego (art. 67)

Przepis upoważnia ministra właściwego do spraw energii do wydania rozporządzenia regulującego istotne elementy funkcjonowania rynku mocy związane z wykonywaniem obowiązku mocowego, a także ustanawiającego standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców, którego osiągnięcie jest jednym z celów rynku mocy.

Uregulowanie wskazanych kwestii w akcie wykonawczym jest uzasadnione potrzebą umożliwienia dostosowywania mechanizmów na rynku mocy do doświadczenia pozyskiwanego w miarę funkcjonowania rynku mocy. Konieczność zmian może wynikać również ze zmian na rynku energii, w tym rynku bilansującym, np. wynikających z implementacji tzw. kodeksów sieci.

11. Oplata mocowa (art. 68–77)

Jak wskazano wyżej, scentralizowany rynek mocy działa w ten sposób, że odbiorców energii reprezentuje centralny podmiot, który nabywa na ich potrzeby odpowiednie

zasoby mocy. W konsekwencji to odbiorcy końcowi ponoszą ciężar ekonomiczny mechanizmu w postaci opłaty mocowej.

11.1. Pobieranie opłaty mocowej (art. 68 i art. 74)

Opłata mocowa wchodzi w skład taryf za świadczenie usług przesyłania, dystrybucji lub sprzedaży energii elektrycznej świadczonych na rzecz odbiorców końcowych, przy czym pobiera ją przedsiębiorstwo, do którego urządzeń, sieci lub instalacji odbiorca jest przyłączony. Art. 68 tworzy swoistą „drabinkę” podmiotów, po której środki są przekazywane od odbiorcy końcowego, przez operatora systemu dystrybucyjnego – płatnika opłaty, aż do operatora, który powierza następnie środki zarządcy rozliczeń (art. 71 ust. 2). Objęcie mechanizmem energii zużywanej przez przedsiębiorstwa energetyczne na własny użytek (art. 68 ust. 6) gwarantuje jego szczelność; ponadto ścieżka poboru opłaty mocowej została sformułowana w taki sposób, aby uwzględnić skomplikowane nieraz konfiguracje połączeń w sieci elektroenergetycznej – na przykład kilka „warstw” sieci należących do przedsiębiorstw energetycznych, które dzielą odbiorcę końcowego od operatora systemu dystrybucyjnego. W ramach prowadzonej działalności gospodarczej operator oraz płatnik opłaty mocowej występują w dwojakiej roli – na podstawie art. 68 ust. 2 i 3 pobierają opłatę, ale w zakresie objętym ust. 6 sami są odbiorcami końcowymi i wnoszą opłatę do przedsiębiorstw, do których sieci są przyłączone ich obiekty i budynki.

Z przekazywaniem opłaty mocowej wiążą się obowiązki informacyjne określone w art. 74, analogiczne do obowiązków znanych z mechanizmów pobierania opłaty OZE i opłaty przejściowej. Operatorzy systemów dystrybucyjnych mają możliwość uwzględnienia wierzytelności nieściągalnych w procesie pobierania opłaty mocowej (art. 74 ust. 2 pkt 1).

11.2. Stawki opłaty mocowej oraz ulga dla odbiorców przemysłowych (art. 69–72)

Stawki opłaty mocowej dzielą się na dwie grupy – jako stawkę miesięczną, zależną od rocznego zużycia energii elektrycznej dla gospodarstw domowych, oraz stawkę zależną od zużycia energii elektrycznej w godzinach szczytowych dla odbiorców komercyjnych, w podziale na odbiorców energochłonnych (odbiorców przemysłowych) oraz pozostałych. W art. 69 ust. 3 podano sposób obliczania stawki opłaty mocowej dla odbiorców przemysłowych, którzy w zależności od współczynnika intensywności zużycia mogą posiadać ulgi 20%, 40% lub 85%. Z kolei w art. 70 zdefiniowano

działalności gospodarcze według Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD), których prowadzenie kwalifikuje do ww. ulg.

Stawki ustala Prezes URE, który może ustalić je odrębnie dla różnych kwartałów, aby uwzględnić sezonową zmienność zapotrzebowania na moc w systemie (godziny szczytowe w okresie zimowym różnią się od tych w okresie letnim; różni się również udział poszczególnych grup odbiorców w zapotrzebowaniu szczytowym).

W dalszej części przepisów określono z czego będzie składał się w danym roku całkowity koszt rynku mocy. Zgodnie z art. 73 ust. 1 całkowity koszt rynku mocy w danym roku, służący do kalkulacji stawek opłaty mocowej, składa się z kosztów zakupionych obowiązków mocowych w wyniku aukcji głównej i aukcji dodatkowych organizowanych dla tego roku dostaw, środków finansowych z aukcji biletowych organizowanych dla jednostek zagranicznych, kosztów obsługi rozliczeń finansowych na rynku mocy ponoszonych przez Zarządcę Rozliczeń S.A., z uwzględnieniem stanu środków finansowych na rachunku opłaty mocowej oraz spłaty zadłużenia z roku poprzedniego.

W art. 73 ust. 5–7 zawarto algorytm wyznaczania stawek mocowych na gospodarstwa domowe, które kalkulował będzie corocznie Prezes URE, w oparciu o całkowity koszt rynku mocy oraz dane statystyczne dotyczące zużycia energii elektrycznej z roku poprzedzającego rok ustalania stawek.

11.3. Rozporządzenie w sprawie pobierania opłaty mocowej (art. 75)

Zasady związane z pobieraniem opłaty mocowej, w tym terminy i sposób przekazywania operatorowi środków z tytułu opłaty mocowej, zakres i termin przekazywania operatorowi informacji o sumie należnych opłat mocowych i okresy rozliczeniowe określi rozporządzenie ministra właściwego do spraw energii wydawane na podstawie art. 75. Uregulowanie w akcie wykonawczym jest uzasadnione potrzebą ewentualnego dostosowania zasad do zmieniających się warunków na rynku mocy.

11.4. Zarządzanie rachunkiem opłaty mocowej (art. 76–77)

Środki zgromadzone z opłaty mocowej, a także środki z kar za niewykonanie obowiązku mocowego i pochodzące ze zrealizowanych zabezpieczeń finansowych, trafiają na rachunek opłaty mocowej prowadzony przez zarządcę rozliczeń. Zarządca może zarządzać płynnością rachunku opłaty mocowej przez lokowanie środków

w instrumenty finansowe wskazane w art. 54 ust. 1 ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, a ponadto przez tymczasowe wykorzystywanie środków z opłaty przejściowej do pokrywania niedoboru środków z opłaty mocowej. Art. 70 ust. 6 zwalnia przepływy finansowe w zakresie funkcji zarządcy rozliczeń z podatku od czynności cywilnoprawnych, ponieważ opodatkowanie podniosłoby koszty funkcjonowania mechanizmu, a pobieranie tego podatku od czynności związanych z realizacją zadań wynikających z interwencji publicznej nie wydaje się celowe. Art. 77 reguluje ponadto konsekwencje przepływów finansowych na gruncie ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych, zapewniając neutralność podatkową w tym zakresie.

12. Rozstrzyganie sporów (art. 78–80)

Ustawa przewiduje, że organem rozstrzygającym spory między uczestnikami rynku mocy będzie Prezes URE. W odniesieniu natomiast do sporów między operatorem a innym uczestnikiem rynku, ustawa przewiduje trójstopniowy mechanizm rozstrzygania sporów: ponowne rozstrzygnięcie operatora (postępowanie reklamacyjne), wniosek strony do Prezesa URE i rozstrzygnięcie na zasadach analogicznych do określonych w art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, wreszcie odwołanie się od decyzji URE do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów. Art. 78 wskazuje katalog spraw, w których mechanizm rozstrzygania na wniosek strony ma zastosowanie – podobnie jak na gruncie ustawy – Prawo energetyczne kognicja Prezesa URE trwa do momentu zawarcia umowy, na gruncie niniejszego projektu kognicji regulatora poddaje się spory, które albo są związane z asymetryczną pozycją operatora i dostawcy mocy, albo mają miejsce po zawarciu umowy, ale dotyczą aukcji, czyli scentralizowanego procesu jej zawierania. Spory związane ze świadczeniami z umów już zawartych będą podlegać ogólnym zasadom rozstrzygania sporów, w tym kognicji sądów powszechnych (chyba że w umowie mocowej zostaną określone inne zasady rozstrzygania sporów, np. arbitraż); wyjątkiem jest naruszenie przez operatora zasad ogłaszania okresu zagrożenia, ponieważ ta kompetencja ma również wymiar publicznoprawny i operator powinien w tym zakresie podlegać kontroli regulatora.

Art. 79 wprowadza dodatkowo, że złożenie wniosku nie wstrzymuje działań podejmowanych na rynku mocy, których dotyczy spór, a rozstrzygnięcie sporu nie narusza praw ani obowiązków uczestników rynku mocy wynikających z trwających lub zakończonych działań na rynku mocy. Co do zasady rozstrzygnięcie sporów powinno zmierzać do stworzenia podstaw do uzyskiwania rekompensat pieniężnych.

Art. 80 wprowadza na gruncie niniejszej ustawy ogólną zasadę odwoływania się od decyzji regulatora do sądu ochrony konkurencji i konsumentów.

13. Regulamin rynku mocy (art. 81–83)

Ze względu na stopień skomplikowania materii, jaką jest funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego oraz rynku energii, instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, zatwierdzana przez Prezesa URE, jest kluczowym dokumentem „wdrażającym” w praktyce ogólne normy wynikające z ustawy – Prawo energetyczne. Analogicznie rynek mocy będzie w praktyce „wdrażany” przez drugi znaczący dokument – regulamin rynku mocy, zatwierdzany przez Prezesa URE w uzgodnieniu z ministrem właściwym ds. energii. Regulamin ma być przede wszystkim dokumentem umożliwiającym stosowanie w praktyce przepisów ustawy oraz aktów wykonawczych, np. pełnić rolę dokumentu proceduralno-technicznego w zakresie korzystania z rejestru rynku mocy. Co istotne, regulamin ma również zawierać warunki aukcji mocy, pełniące rolę warunków aukcji w rozumieniu art. 70¹ Kodeksu cywilnego. Ponadto, jak wskazano wyżej, załącznikiem do regulaminu będzie wzorzec umowy mocowej – jego zatwierdzenie przez Prezesa URE w uzgodnieniu z ministrem umożliwia zachowanie równowagi interesów przyszłych stron umowy. Procedura zatwierdzenia jest analogiczna do określonej w ustawie – Prawo energetyczne procedury zatwierdzenia IRiESP.

14. Kary pieniężne (art. 84)

Udział w rynku mocy jest generalnie dobrowolny, niemniej ustawa nakłada jeden istotny obowiązek regulacyjny – zgłoszenie jednostki wytwórczej o mocy osiągalnej nie mniejszej niż 2 MW w certyfikacji ogólnej, tj. złożenie wniosku o jej wpis do rejestru rynku mocy. Bez dokładnych informacji o zasobach wytwórczych nie jest możliwe poprawne obliczenie parametrów aukcji. Obowiązek jest zatem obwarowany sankcją – określonym w art. 84 ust. 1 pkt 1 uprawnieniem Prezesa URE do nałożenia kary na właściciela jednostki, który nie wykonał obowiązku zgłoszenia jednostki. Złożenie

niekompletnego albo zawierającego nieprawdziwe dane wniosku nie jest wszak właściwym sposobem wykonania powyższego obowiązku, dlatego art. 84 ust. 1 pkt 2 umożliwia ukaranie także za przekazywanie danych nieprawdziwych lub niepełnych. Wnioskodawca może jednak nie mieć, zwłaszcza w pierwszym procesie certyfikacji, pewności co do poprawności złożonego wniosku – stąd procedura uzupełnienia wniosku określona w art. 13, która powinna poprzedzić ewentualne nałożenie kary.

Biorąc pod uwagę istotną rolę i obowiązki nałożone na operatorów (zarówno OSP jak i OSD) w procesach rynku mocy, konieczne jest również określenie katalogu sankcji za niewykonanie lub nienależyte wykonanie tych obowiązków.

Art. 84 przewiduje ponadto okoliczności, które Prezes URE bierze pod uwagę przy wymierzaniu kary – rodzaj naruszenia i jego wpływ na rynek mocy, skutki naruszenia oraz możliwości finansowe przedsiębiorcy. Natomiast zgodnie z ust. 8 może nawet odstąpić od nałożenia kary, jeżeli wpływ naruszenia na rynek mocy i jego skutki są znikome, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek. Ustawa reguluje zatem kwestię nakładania kar analogicznie do art. 56 ustawy – Prawo energetyczne. Możliwość miarkowania kar wymierzanych przez Prezesa URE jest konieczna, aby sankcje były proporcjonalne i adekwatne do konkretnych zdarzeń gospodarczych, których nie da się przewidzieć w zamkniętym ustawowym „taryfikatorze”. Zaprojektowane przepisy są więc spójne z przyjętymi w polskim prawie ramami działalności URE, podobnie jak innych regulatorów (UOKiK, Urząd Komunikacji Elektronicznej, Urząd Transportu Kolejowego).

15. Przepisy zmieniające (art. 85–88)

15.1. Zmiany w ustawie – Prawo energetyczne (art. 85)

Pkt 1 rozszerza katalog działań podejmowanych przez operatora systemu przesyłowego w sytuacji wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej o możliwość ogłoszenia tzw. okresu zagrożenia, wprowadzonego ustawą o rynku mocy.

Pkt 2 rozszerza zakres sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, sporządzany przez ministra właściwego do spraw energii na podstawie art. 15b ustawy – Prawo energetyczne, o obowiązek przeprowadzenia oceny funkcjonowania rynku mocy.

Pkt 3 wprowadza zasadę, zgodnie z którą przedsiębiorstwa sieciowe uwzględniają w kosztach działalności uzasadnione koszty wykonywania zadań wynikających z niniejszej ustawy, a także koszty wprowadzenia i pobierania opłaty mocowej. Dotyczy to przede wszystkim pozyskania przez operatora oraz operatorów systemów dystrybucyjnych niezbędnych zasobów, w tym utworzenia lub dostosowania systemów teleinformatycznych. Koszty te nie są przenoszone w opłacie mocowej, ponieważ łatwiej nimi zarządzać, kiedy są przenoszone w taryfach przedsiębiorstw sieciowych – m.in. ze względu na możliwość wykorzystania tych samych zasobów (np. ludzkich) do wykonywania zadań wynikających z różnych obowiązków regulacyjnych.

15.2. Zmiana w ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (art. 86)

Przepisy art. 367–368 ustawy – Prawo ochrony środowiska umożliwiają wstrzymanie, w drodze decyzji, użytkowanie instalacji – np. jednostki wytwórczej – jeżeli podmiot korzystający ze środowiska narusza warunki odpowiedniego pozwolenia, np. powodując emisje z przekroczeniem norm. Wprowadzany art. 369a zapobiega sytuacji, w której JRM nie mogłaby wykonywać obowiązku mocowego, ponieważ przekroczyła normy emisji w okresie zagrożenia i odpowiedni organ wstrzymał użytkowanie instalacji w drodze decyzji. Wstrzymanie eksploatacji instalacji będzie możliwe jedynie w sytuacji, gdy w ocenie wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska przekroczenie norm emisji może spowodować zagrożenie dla zdrowia ludzi lub grozi znaczącym bezpośrednim skutkiem dla środowiska, co ma na celu zapewnienie zgodności 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.).

15.3. Zmiany w ustawie z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (dalej „ustawa KDT”) (art. 87)

Celem zmian art. 54 ust. 1 ustawy KDT jest uporządkowanie i ujednolicenie przepisów (w jednym akcie prawnym) dotyczących możliwości lokowania przez Zarządcę Rozliczeń S.A. środków zgromadzonych z tytułu opłaty mocowej, opłaty OZE i opłaty

przejściowej. Obecnie brzmienie art. 54 ust. 1 ustawy KDT odnosi się wyłącznie do środków zgromadzonych z tytułu opłaty przejściowej. Z kolei art. 105 ustawy o odnawialnych źródłach energii odnosi się wyłącznie do środków zgromadzonych z tytułu opłaty OZE. Proponowana zmiana polegająca na zmianie brzmienia art. 54 ust. 1 ustawy KDT oraz uchyleniu art. 105 ustawy o odnawialnych źródłach energii będzie stanowiła jedną podstawę prawną do lokowania wszystkich środków zgromadzonych przez Zarządcę Rozliczeń S.A., w tym nowej opłaty mocowej.

Zmiana w pkt 1 lit. b dotyczy art. 54 ust. 3. Zgodnie z przepisami ustawy z dnia 27 maja 2004 r. o funduszach inwestycyjnych i zarządzaniu alternatywnymi funduszami inwestycyjnymi (dalej „FundInwU”) organem funduszu inwestycyjnego umocowanym do jego tworzenia, zarządzania nim i reprezentowania go w stosunkach z osobami trzecimi jest towarzystwo funduszy inwestycyjnych. Przekazanie zarządzania funduszem inwestycyjnym i prowadzenia jego spraw podmiotom zagranicznym (spółce zarządzającej, bądź zarządzającemu z UE), nie zostało wzięte pod uwagę w projektowanym zapisie, jako naturalnie sprzeczne z intencją projektodawcy ograniczającą krąg branych pod uwagę podmiotów wyłącznie do podmiotów zależnych od Skarbu Państwa bądź państwowych osób prawnych.

Pojęcie nadzorowania przez Skarb Państwa, użyte w obecnie obowiązującym brzmieniu art. 54 ust. 3 ustawy, jest wieloznaczne i niejasne, w związku z czym wymaga doprecyzowania i zastąpienia pojęciem jednoznacznie zdefiniowanym w języku prawniczym. Co do zasady, uznaje się, że określenie „Skarb Państwa” odnosi się do sfery uprawnień właścicielskich Państwa. Pozwala to sądzić, że celem ustawodawcy, niedoskonale wyrażanym w zmienianym przepisie, jest raczej osiągnięcie skutku polegającego na kontroli korporacyjnej podmiotu zarządzającego przez Skarb Państwa lub państwową osobę prawną, a nie na nadzorze w rozumieniu administracyjnoprawnym.

W stosunku do towarzystw funduszy inwestycyjnych, dominacja pośrednia i bezpośrednia zdefiniowana jest w art. 2 pkt 25 FundInwU i odwołuje się do ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych.

Zgodnie z ustawą środki lokowane przez Zarządcę Rozliczeń S.A. mają charakter środków pieniężnych. Oznacza to, że lokata w certyfikaty inwestycyjne ma co do

zasady charakter pieniężny i nie jest wnoszona w akcjach. Założywszy nawet, że w aktywach danego funduszu inwestycyjnego znajdują się akcje przedsiębiorstw energetycznych, to zgodnie z art. 138 FundUnwU fundusz inwestycyjny zamknięty nie może nabywać certyfikatów inwestycyjnych, które wyemitował, z wyjątkiem wykupu certyfikatów inwestycyjnych umarzanych w trybie określonym w art. 139 FundInwU.

Z punktu widzenia zakładanych celów ustawodawcy uzasadniona będzie możliwość nabycia akcji spółek energetycznych w drodze umorzenia certyfikatów. Akcje pochodziłyby z jednego tylko typu źródła, tj. byłyby wydawane przez fundusz zarządzany przez towarzystwo funduszy inwestycyjnych, wskazane w znowelizowanym art. 54 ust. 3 nowelizowanej ustawy. Szczegóły techniczne takiego umorzenia należy pozostawić na poziomie statutu funduszu inwestycyjnego.

Zmiana w pkt 2 wprowadza dodatkową cezurę wśród zdarzeń, które muszą mieć miejsce przed rozwiązaniem Zarządcy Rozliczeń S.A. (art. 56 ust. 2) – wyznaczenie innego podmiotu zarządzającego rozliczeniami na rynku mocy.

15.4. Zmiana w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (art. 88)

Zmiana w pkt 1 odbiera operatorowi rozliczeń energii odnawialnej możliwość inwestowania środków z opłaty OZE w instrumenty finansowe (z wyłączeniem lokat) przez usunięcie art. 105 ust. 1, zaś zmiana w pkt 2 jest konsekwencją usunięcia ww. przepisu.

16. Przepisy przejściowe, dostosowujące i końcowe (art. 89–102)

16.1. Koncentracja czasowa pierwszych aukcji mocy (art. 89–91)

Ustawa przewiduje, że aukcje główne odbywają się w piątym roku przed rokiem dostaw, jednak ze względu na niekorzystne prognozy bilansu mocy i przewidywane ryzyko wystąpienia niedoborów już w 2021 r. konieczne jest przyspieszenie momentu, w którym na rynek zostanie wysłany mocny sygnał ekonomiczny do utrzymania w systemie zasobów mocy. Projekt przewiduje zatem koncentrację procesów certyfikacji oraz aukcji mocy dla lat 2021 i 2022 w roku 2018. Natomiast proces certyfikacji i aukcja główna dla roku dostaw 2023 odbędzie się na podstawie przepisów ustawy w normalnym trybie (również w roku 2018). Pierwszą certyfikację ogólną przeprowadza się wspólnie dla wszystkich powyższych lat, a aukcje główne

przeprowadza się w krótkich odstępach czasowych, korygując odpowiednio parametry aukcji w zakresie wynikającym z rozstrzygnięć aukcji poprzednich. Aukcja mocy w 2019 r. odbędzie się już w normalnym trybie, tj. rokiem dostaw będzie rok 2024. Pierwszą aukcję biletową planuje się przeprowadzić w roku 2019.

16.1. Zatwierdzenie regulaminu rynku mocy (art. 92)

Wdrożenie rynku mocy nie jest możliwe bez opracowania i zatwierdzenia regulaminu rynku mocy. Przepis przewiduje termin, w którym operator opracuje i przedłoży po raz pierwszy regulamin do zatwierdzenia Prezesowi URE. Biorąc pod uwagę moment wejścia w życie ustawy termin dla operatora określono na dzień 31 października 2017 r. Prezes URE zatwierdza regulamin rynku mocy do dnia 29 grudnia 2017 r.

16.3. Utworzenie rejestru rynku mocy w późniejszym terminie (art. 93)

Ze względu na fakt, że procesu na rynku mocy będą prowadzone za pomocą rejestru rynku mocy, konieczne jest jego wdrożenie w terminie umożliwiającym stosowanie ustawy. Jednakże ze względu na bardzo krótki termin na utworzenie takiego narzędzia informatycznego, w przepisie określono, że operator utworzy w terminie do dnia 31 grudnia 2017 r. rejestr rynku mocy co najmniej w zakresie funkcjonalności pozwalających na przeprowadzenie certyfikacji ogólnej, certyfikacji do aukcji oraz aukcji mocy.

16.4. Wykaz usług wykluczających z udziału w rynku mocy (art. 95)

Przepis przewiduje termin na ogłoszenie po raz pierwszy wykazu usług, których świadczenie nie pozwala na uczestnictwo w rynku mocy. Termin zapewnia odpowiednie wyprzedzenie przed rozpoczęciem procesu certyfikacji.

16.5. Pobieranie opłaty mocowej i zapas na rachunku opłaty mocowej (art. 96)

Pobieranie opłaty mocowej rozpoczyna się nieco przed rozpoczęciem pierwszego okresu dostaw, aby stworzyć zasób zapewniający płynność rozliczeń z dostawcami mocy. Nie oznacza to jednak pobrania środków w większej wysokości niż wynoszą zobowiązania wobec dostawców mocy, a jedynie rozłożenie opłaty na dłuższy okres.

16.6. Dostosowanie rozporządzenia w sprawie obliczania współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej

Ze względu na wprowadzane ustawą o rynku mocy ulgi dla odbiorców przemysłowych oraz fakt, że sposób obliczania współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej, który jest brany pod uwagę przy obliczaniu poziomu ulgi jest już określony w rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 9 grudnia 2016 r. w sprawie sposobu obliczania współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę przemysłowego (Dz. U. poz. 2054), ze względu na stosowanie odpowiednio tych przepisów do ulg dla odbiorców przemysłowych dla potrzeb rynku mocy (opłaty mocowej), należy jedynie dostosować treść tego rozporządzenia, tak aby uwzględniało nowe regulacje. Jednakże z uwagi na pośrednią zmianę treści upoważnienia ustawowego, konieczne jest czasowe utrzymanie w mocy dotychczasowego aktu wykonawczego, do czasu wydania nowego, uwzględniającego zmiany wynikające z niniejszej ustawy.

16.7. Przegląd funkcjonowania rynku mocy (art. 98)

Ze względu na zobowiązania związane z przestrzeganiem prawa Unii Europejskiej, a także na potrzebę oceny jakości funkcjonowania tak istotnej zmiany w regulacji rynku energii, jaką jest wprowadzenie rynku mocy, przepis zobowiązuje Radę Ministrów do przeprowadzenia do 2024 r. oceny działania rynku mocy oraz przedłożenia w tym zakresie rekomendacji. Art. 98 ust. 2 przewiduje ochronę praw nabytych dostawców mocy na wypadek zniesienia rynku mocy.

16.8. Klauzula *standstill* (art. 99)

Art. 99 zobowiązuje wszystkich uczestników rynku mocy do przestrzegania obowiązku wyrażonego w artykule 108 ust. 3 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej: (...) Państwo Członkowskie nie może wprowadzać w życie projektowanych środków dopóki procedura [kontroli pomocy państwa] nie doprowadzi do wydania decyzji końcowej. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego może przez Komisję Europejską zostać uznane za pomoc państwa w rozumieniu art. 107 Traktatu, dlatego do czasu wydania decyzji umowy mocowe nie podlegają wykonaniu.

16.9. Reguła wydatkowa (art. 100 i art. 101)

Przejęcie z rynku jednotowarowego na dwutowarowy będzie skutkowało dodatkowymi

obciążeniami dla Prezes URE oraz ministra właściwego do spraw energii. Prezes URE będzie zatwierdzał regulaminu rynku mocy, rozstrzygał spory, opiniował parametry aukcji, obliczał i ustalał kalkulowanie stawek opłaty mocowej, wymierzał kary pieniężne, nadzorował zgłoszenie podmiotów obowiązanych do udziału w certyfikacji ogólnej oraz zatwierdzał i publikował ostateczne wyniki aukcji mocy. Z kolei minister właściwy do spraw energii będzie pełnił funkcję głównego planisty rynku mocy, ponieważ będzie on ustalał corocznie w postaci rozporządzeń parametry każdej aukcji. Parametry aukcji będą składały się z wielu parametrów technicznych i ekonomicznych, których prawidłowe przyjęcie będzie skutkowało efektywnym przeprowadzeniem aukcji. Minister właściwy do spraw energii dodatkowo będzie nadzorował poprawności przeprowadzenia aukcji i funkcjonowania rynku mocy. Raz na dwa lata będzie dokonywał formalnej oceny funkcjonowania rynku mocy. Będzie miał również uprawnienie do ewentualnego unieważnienia każdej aukcji, jeżeli zaszły określone w ustawie przesłanki.

W art. 100 oraz w art. 101 zamieszczono niezbędne środki pieniężne do realizacji ww. zadań, wraz z określeniem mechanizmu korygującego oraz organu odpowiedzialnego za monitorowania wykorzystania limitów.

16.10. Wejście w życie (art. 102)

Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2018 r., z wyłączeniem przepisów dotyczących rozporządzeń wykonawczych do ustawy oraz dotyczących rejestru rynku mocy i regulaminu rynku mocy, które wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia. Tak określony moment wejścia w życie ustawy wynika z jednej strony ze względu na linearne ujęcie następujących po sobie procesów zachodzących na rynku mocy (trwają od stycznia do grudnia danego roku kalendarzowego), z drugiej strony zapewnić ma możliwość przygotowania niezbędnych elementów (rozporządzeń, regulaminu i rejestru) do prawidłowego funkcjonowania rynku mocy.

17. Ocena przewidywanego wpływu projektu ustawy na działalność mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców

Zgodnie z art. 103 ust. 1a ustawy z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej poniżej przedstawiono najważniejsze aspekty wpływu projektu ustawy o rynku mocy na sytuację mikro-, małych i średnich przedsiębiorców.

17.1 Podział podmiotów, na które oddziałuje ustawa

W ramach przedmiotowej grupy wyróżniono trzy podgrupy przedsiębiorców, na które ustawa będzie mieć wpływ:

- 1) małych wytwórców energii elektrycznej, tzn. podmioty dysponujące źródłami wytwarzania energii elektrycznej o mocy osiągalnej co najmniej 2 MW brutto, niezależnie od formy aktywności na rynku energii elektrycznej;
- 2) odbiorców energii elektrycznej – właściwie wszystkich przedsiębiorców w przedmiotowej grupie ze względu na zużywanie energii elektrycznej w związku z prowadzoną działalnością gospodarczą;
- 3) mniejsze przedsiębiorstwa sieciowe – przedsiębiorstwa wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, w tym wyznaczone na operatorów systemów dystrybucyjnych, które spełniają definicje mikro-, małego lub średniego przedsiębiorcy.

17.2. Obszary wpływu

Zidentyfikowano następujące elementy projektowanej regulacji, które wpłyną na warunki prowadzenia działalności gospodarczej przez wskazane wyżej podmioty:

- 1) wprowadzenie opłaty mocowej;
- 2) obowiązkowy udział źródeł o mocy co najmniej 2 MW w certyfikacji ogólnej;
- 3) możliwość udziału w rynku mocy;
- 4) bezpieczeństwo dostaw i stabilizacja cen energii.

17.3. Wpływ na poszczególne grupy

W poniższej tabeli przedstawiono przewidywany wpływ wskazanych aspektów wprowadzenia ustawy na wyszczególnione grupy podmiotów.

obszar wpływu	mali wytwórcy energii elektrycznej	odbiorcy energii elektrycznej	mniejsze przedsiębiorstwa sieciowe
wprowadzenie opłaty mocowej	ponoszenie opłaty w zakresie zużycia w godzinach szczytowych na własny użytek	ponoszenie opłaty mocowej zależnej od zużycia w godzinach szczytowych – wzrost kosztu zaopatrzenia w energię w krótkiej perspektywie;	konieczność uwzględnienia w taryfie wysokości stawek i warunków pobierania opłaty mocowej;

		brak nowych obowiązków formalnych (opłata mocowa doliczana do rachunku)	ponoszenie opłaty w zakresie zużycia na własny użytek
obowiązkowy udział źródeł o mocy co najmniej 2 MW w certyfikacji ogólnej	konieczność uzyskania wpisu jednostek do rejestru rynku mocy – zgłoszenie egzekwowane sankcją (karą pieniężną); konieczność opracowania danych na potrzeby zgłoszenia w certyfikacji	nie dotyczy	w przypadku pełnienia funkcji OSD: obowiązek współpracy z innymi operatorami w zakresie certyfikacji jednostek wytwórczych w danej sieci;
możliwość udziału w rynku mocy	możliwość udziału samodzielnie (co najmniej 2 MW) albo przez agregat; możliwe wykluczenie w przypadku objęcia systemem wsparcia OZE	udział co do zasady w formie agregatów (dowolna liczba odbiorców, łączna moc redukcji co najmniej 2 MW)	nie dotyczy; obowiązki związane z przekazywaniem danych pomiarowych w przypadku udziału w rynku mocy jednostek z danej sieci
bezpieczeństwo dostaw i stabilizacja cen energii	zapewnione bezpieczeństwo dostaw energii; stabilizacja cen w średnim i długim horyzoncie (brak skoków cenowych wywołanych niedoborami energii elektrycznej)		

17.4. Podsumowanie

Ustawa będzie mieć zarówno negatywne, jak i pozytywne skutki dla mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw, przy czym należy wskazać, że:

- 1) w kwestii nałożenia opłaty mocowej:

- komercyjni odbiorcy energii elektrycznej będą mogli obniżyć swój koszt zaopatrzenia w energię przez zmniejszenie zużycia w godzinach szczytowych lub zaopatrzenie się w inne źródła energii,
 - nowe obowiązki formalne związane z wprowadzeniem opłaty pojawiają się wyłącznie u tych podmiotów, które prowadzą działalność sieciową albo zajmują się sprzedażą energii;
- 2) w kwestii obowiązku zgłoszenia jednostek o mocy co najmniej 2 MW:
- operator systemu przesyłowego, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz Prezes URE dołożą starań, aby obowiązek był możliwie najmniej uciążliwy dla małych podmiotów, w tym zapewnią odpowiednie informacje,
 - obowiązki związane z certyfikacją ogólną mogą być dla małych wytwórców oraz przedsiębiorstw sieciowych szansą na rozszerzenie potencjału w ramach prowadzonej działalności gospodarczej;
- 3) w kwestii możliwości wejścia na rynek mocy:
- możliwość udziału agregatów małych jednostek, zarówno wytwórczych, jak i odbiorczych, powinien być atrakcyjną perspektywą dla przedsiębiorców,
 - udział w rynku mocy w ramach agregatów może częściowo skompensować obciążenie wynikające z wprowadzenia opłaty mocowej;
- 4) w kwestii bezpieczeństwa dostaw:
- w przypadku pogorszenia sytuacji bilansowej i częstego występowania niedoborów energii w systemie wszystkie przedsiębiorstwa będą dotknięte negatywnymi skutkami, ponosząc koszty wielokrotnie przekraczające ciężar wynikający z opłaty mocowej,
 - stabilizacja cen energii przez zmniejszenie ich wahań na rynku hurtowym przekłada się na większą przewidywalność warunków prowadzenia działalności gospodarczej.

V. Wejście projektowanego aktu w życie

Przewiduje się, że ustawa wejdzie w życie z dniem 1 stycznia 2018 r., z wyłączeniem przepisów dotyczących rozporządzeń wykonawczych do ustawy oraz dotyczących rejestru rynku mocy i regulaminu rynku mocy, które wchodzą w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia.

VI. Obowiązek notyfikacji

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

Projekt ustawy jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

VII. Obowiązek uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia

W dniu 16 listopada 2016 r. została dokonana prenotyfikacja w Komisji Europejskiej projektu ustawy o rynku mocy w celu uzyskania pewności prawnej w zakresie uznania tego mechanizmu za pomoc publiczną w rozumieniu art. 107 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej.

Do projektu ustawy jeden podmiot (Zarządca Rozliczeń S.A.) zgłosił uwagi na formularzu w trybie ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248).

VIII. Publikacja projektu

Zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), projekt ustawy został zamieszczony w Biuletynie Informacji Publicznej Ministerstwa Energii.

Zgodnie z § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2016 r. poz. 1006 i 1204), projekt ustawy został zamieszczony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Nazwa projektu Projekt ustawy o rynku mocy	Data sporządzenia 23.06.2017
Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Energii	Źródło Plan pracy Rady Ministrów
Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Andrzej Piotrowski, Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Energii	Nr w wykazie prac UD178
Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Tomasz Dąbrowski, Dyrektor Departamentu Energetyki, tel. 22 693 4981	

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Od wielu lat w kraju publikowane są analizy lub raporty¹⁾, które obrazują napiętą sytuację bilansową mocy, w których prognozowane jest występowanie okresów, w których może dojść do deficytu wymagalnego poziomu mocy w systemie elektroenergetycznym. Potwierdzeniem zdiagnozowanego problemu był sierpień 2015 r., kiedy to dla zachowania bezpieczeństwa funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) konieczne było wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze całego kraju²⁾. Wprowadzone ograniczenia wywołały wiele negatywnych zjawisk gospodarczych i społecznych. Należy podkreślić, że problem z bilansem mocy ma charakter strukturalny, co potwierdzają długoterminowe prognozy pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc wykonane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.), które na obszarze Polski pełnią funkcję operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP).

Brak działań w celu rozwiązania problemu z prognozowanymi niedoborami mocy sterowalnej w systemie będzie skutkował koniecznością wprowadzania kolejnych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, co przełoży się na straty gospodarcze, społeczne oraz wizerunkowe naszego kraju. Zatem aktualna sytuacja wymaga sięgnięcia po rozwiązanie, które skutecznie wyeliminuje problem deficytu mocy (ang. missing capacity) w najbliższej przyszłości oraz zapewni najkorzystniejszą, z punktu widzenia kosztów energii elektrycznej dla odbiorców, ścieżkę rozwoju polskiej energetyki. Rozwiązaniem takim jest rynek mocy. Rynek mocy stanowi brakujący segment w aktualnej architekturze rynku energii elektrycznej. Stworzy on odpowiednie zachęty do utrzymania, modernizacji bądź budowy nowych mocy wytwórczych oraz aktywacji sterowanych odbiorów (ang. demand side response, DSR).

1.1. Niekorzystna perspektywa możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w średnim i długim horyzoncie czasowym

Prognozy OSP pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc są wykonywane na podstawie przeprowadzanych cyklicznie badań ankietowych wśród przedsiębiorstw wytwórczych oraz prognoz zapotrzebowania na moc odbiorców końcowych. Z danych OSP, przedstawionych w raporcie pt. „Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035”³⁾, z 20 maja 2016 r., wynika, że do 2035 r. konieczne będzie odtworzenie w KSE co najmniej 23 GW (obecnie zainstalowana moc w kraju to 40 GW) mocy wytwórczych, a niedobory mocy w systemie dla zapewnienia nadwyżki mocy wymaganej dla zapewnienia bezpiecznej pracy KSE mogą pojawić się już od 2020 r. lub 2022 r., w zależności od analizowanego scenariusza wycofań mocy wytwórczych z KSE (opis scenariuszy poniżej).

W ankietyzacji przedsiębiorstw wytwórczych szczególny nacisk został położony na rozpoznanie zamierzeń rozwojowych sektora wytwórczego w związku z planowanym wdrożeniem konkluzji BAT⁴⁾. Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc została wykonana dla dwóch wariantów wpływu konkluzji BAT na sektor wytwórczy:

- scenariusz modernizacyjny BAT – zakładający podjęcie działań inwestycyjnych w celu dostosowania źródeł wytwórczych do zaostrzonych norm emisyjnych wynikających z konkluzji BAT i w konsekwencji wydłużenie

¹⁾ Ministerstwo Gospodarki, *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2013 r. do dnia 31 grudnia 2014 r.*, http://bip.me.gov.pl/files/upload/26187/ME_DE_Sprawozdanie_z_wynik%C3%B3w_monitorowania_bezpiecze%C5%84stwa_dostaw_en_el_2013-2014_20150624_w_ost_ZAAKCEPTOWANE_20160713.pdf, dostęp 7.11.2016 r.

²⁾ Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., *Streszczenie „Raportu zawierającego ustalenia dotyczące przyczyn powstałego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zasadności podjętych działań i zastosowanych środków w celu jego usunięcia, staranności i dbałości operatorów systemu elektroenergetycznego oraz użytkowników systemu, w tym odbiorców energii elektrycznej, o zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w okresie 10.08.2015r. – 31.08.2015r.”*, <http://www.me.gov.pl/files/upload/24635/Streszczenie%20Raportu%20OSP.pdf>, dostęp 7.11.2016 r.

³⁾ Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., *Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035*, http://www.pse.pl/uploads/kontener/Prognoza_pokrycia_zapotrzebowania_szczytowego_na_moc_w_latach_2016-2035.pdf, dostęp 30.08.2016 r.

⁴⁾ *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants*,

okresu eksploatacji tych źródeł (scenariusz oparty na założeniu, że warunki rynkowe będą sprzyjać podejmowaniu decyzji inwestycyjnych),

- scenariusz wycofań BAT – zakładający przyspieszenie wycofań źródeł wytwórczych z eksploatacji w celu uniknięcia ponoszenia nakładów inwestycyjnych na dostosowanie ich do zaostrożonych norm emisyjnych (scenariusz oparty na założeniu, że warunki rynkowe nie będą sprzyjać podejmowaniu decyzji inwestycyjnych).

W obu scenariuszach występuje zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, przy czym w zależności od scenariusza ujawnia się ono w innym okresie (wcześniej w scenariuszu wycofań BAT).

1.2. Przyczyny braku możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w ramach aktualnych uwarunkowań funkcjonowania rynku energii elektrycznej

Krajowy model rynku energii elektrycznej to model jednotowarowy, na którym prowadzi się obrót energią elektryczną jako jedynym produktem, który sprzedają dostawcy (głównie wytwórcy energii elektrycznej) i nabywają odbiorcy (odbiorcy końcowi) bezpośrednio lub za pośrednictwem przedsiębiorstw obrotu.

Zgodnie z ogólną teorią funkcjonowania rynków sygnały cenowe efektywnie dostosowują długoterminową podaż do popytu. Jeżeli podaż jest zbyt mała, to ceny są wysokie. Z kolei w przypadku nadwyżki podaży ceny są niskie. Ponieważ wysokie ceny produktów pobudzają inwestycje, a niskie je hamują, cena produktu ma wpływ lub wręcz kontroluje poziom zdolności produkcyjnych. Równocześnie zgodnie z teorią ekonomii, cena ustala się na poziomie, dla którego krańcowa wartość produktu dla odbiorców jest równa długoterminowej krańcowej wartości kosztów jego wytworzenia. Stąd przyjmuje się, że na rynkach konkurencyjnych ceny produktów określają prawidłowy poziom zdolności produkcyjnych. Powyższy logiczny mechanizm nie działa skutecznie w przypadku rynku energii elektrycznej. Przyczyną tego jest występujący na jednotowarowym rynku energii elektrycznej problem okresowej niewystarczalności przychodów rynkowych z punktu widzenia utrzymywania wymaganego poziomu zdolności wytwórczych. Podstawowym powodem jest brak odzwierciedlenia w cenach energii elektrycznej kosztów utrzymania zdolności wytwórczych niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców. Przyczyną takiego stanu jest dynamiczny wzrost produkcji w subsydiowanych odnawialnych źródłach energii (OZE), co doprowadziło do spadków cen hurtowych energii elektrycznej i ograniczenia czasu pracy bloków konwencjonalnych. W efekcie systematycznie zmniejszeniu ulega udział sterowalnych źródeł energii w krajowej produkcji energii elektrycznej, nie zmniejszając jednak potrzeby ich utrzymania i rozwoju dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE.

Wskazany powyżej problem jest widoczny w całej Europie, w tym również w Polsce. Aktualne doświadczenia z funkcjonowania jednotowarowego rynku energii elektrycznej wskazują, że rynek ten nie zapewnia odpowiednich sygnałów cenowych do utrzymania w KSE wymaganych zdolności wytwórczych, tj. nie zapewnia przesłanek ekonomicznych do kontynuowania udziału w rynku lub podejmowania decyzji o wejściu na ten rynek z nowymi inwestycjami. Niskie ceny energii oraz skracanie się czasu pracy konwencjonalnych źródeł wytwórczych nie tworzą wymaganych sygnałów ani do utrzymywania źródeł wytwórczych w eksploatacji, ani do ich budowy. Głównym powodem trudności jest wzrastająca ilość energii produkowanej przez OZE o niestabilnej charakterystyce wytwarzania, z priorytetem dostępu do sieci oraz wspieranych inwestycyjnie i operacyjnie. Energia z OZE zastępuje w rynku energii elektrycznej źródła konwencjonalne, przy czym zastępowanie źródeł konwencjonalnych przez źródła OZE nie dotyczy obszaru bezpieczeństwa dostaw, w którym ze względu na okresowy charakter pracy źródeł OZE ciągle jest konieczne utrzymywanie mocy rezerwowych w źródłach konwencjonalnych. Podobna sytuacja dotyczy również źródeł wysokosprawnej kogeneracji, które w okresie zimowym również ograniczają czas pracy źródeł konwencjonalnych i również są wspierane operacyjnie i inwestycyjnie. Pomimo tego, że źródła wytwórcze konwencjonalne są niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii, to ich koszty funkcjonowania nie są przenoszone przez rynek energii z powodu niskich cen energii i zmniejszającego się czasu wykorzystania tych źródeł (problem brakujących przychodów, ang. *missing money*⁵⁾). Problem *missing money* pociąga za sobą powstanie problemu związanego z brakiem odpowiedniej ilości mocy w KSE (ang. *missing capacity*).

Trwanie w obecnym stanie spowoduje pogłębienie problemu z bilansem mocy w Polsce, dlatego potrzebna jest interwencja państwa. Odbiorcy, bez nałożonego administracyjnie obowiązku, nie są zainteresowani pozyskaniem odpowiednich wolumenów mocy, ponieważ są przyzwyczajeni, że ta moc jest dla nich zawsze dostępna w ilości i czasie, jakie wynikają z ich aktualnego zapotrzebowania. Niemniej jednak, jak dowiedziono powyżej, jednotowarowy rynek energii samoczynnie nie jest w stanie wycenić wymaganej w systemie nadwyżki mocy dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, dlatego należy w Polsce wprowadzić rynek mocy.

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

2.1. Rekomendowane rozwiązanie

Projekt ustawy o rynku mocy ma na celu wdrożenie rynku mocy, na którym towarem będzie moc dyspozycyjna netto, którą mogą oferować wytwórcy oraz sterowane odbiory energii (DSR), uzyskując wynagrodzenie za gotowość do jej dostarczania wraz z obowiązkiem jej dostarczenia w okresach napiętego bilansu mocy (tzw. okresach zagrożenia), czyli w sytuacjach, gdy zachodzi ryzyko, że mogą wystąpić problemy z zaspokojeniem szczytowego zapotrzebowania

⁵⁾ Por. m. in. F.E. Gonzáles-Díaz, *EU Policy on Capacity Mechanisms* w: L. Hancher, A. de Hauteclocque, M. Sadowska (red.), *Capacity Mechanisms in the EU Energy Market*, Oxford 2015, s. 3.

odbiorców na moc.

Rynek mocy tworzy dodatkowe, w stosunku do rynku energii elektrycznej, źródło pokrywania kosztów stałych zasobów (wytwórczych i odbiorczych) niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Wprowadzenie rynku mocy oznacza zmianę architektury rynku energii elektrycznej z rynku jednotowarowego: energii, na rynek dwutowarowy: energii i mocy. Moce wymagane do pokrycia szczytowego zapotrzebowania odbiorców, powiększonego o wymaganą nadwyżkę mocy w systemie elektroenergetycznym, będą kontraktowane z kilkuletnim wyprzedzeniem (oraz rocznym w przypadku aukcji dodatkowej), dzięki czemu rynek mocy:

- stwarza warunki do stabilnego funkcjonowania istniejących źródeł wytwórczych oraz do ich modernizacji, o ile źródła te są niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw,
- zapewnia jasne sygnały cenowe mające na celu skoordynowanie podejmowania decyzji o budowie nowych mocy wytwórczych, jak również wycofaniu z eksploatacji określonych zasobów wytwórczych,
- stwarza warunki do bezpiecznego rozwoju OZE, tj. bez negatywnego wpływu na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych,
- ogranicza zjawisko cyklu inwestycyjnego, widoczne w cenach energii dla odbiorcy końcowego na jednotowarowym rynku energii elektrycznej, ponieważ decyzje o inwestycjach i wycofaniach będą skoordynowane przez rynek mocy,
- stwarza warunki do rozwoju usług redukcji zapotrzebowania (DSR), zarówno przez udział DSR w procesach rynku mocy, jak również przez świadczenie usług DSR u odbiorców przemysłowych w celu obniżenia ich szczytowego zapotrzebowania na moc, a tym samym obniżenie ponoszonych kosztów funkcjonowania rynku mocy.

2.2. Planowane narzędzia interwencji

Rynek mocy będzie zorganizowanym rynkiem jednego nabywcy, wdrożonym przez przepisy projektowanej ustawy, rozporządzeń oraz regulamin. Głównym elementem rynku mocy będą aukcje, które będą corocznie organizowane przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego na podstawie parametrów aukcji ustalone przez ministra właściwego do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE.

Szczegółowy sposób funkcjonowania rynku mocy opisano w dokumencie pt. „Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy⁶⁾”, opublikowanym na stronie internetowej Ministerstwa Energii w dniu 30 września 2016 r.

2.3. Oczekiwany efekt

Podstawowym celem wdrożenia rynku mocy jest efektywne kosztowo zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w horyzoncie średnio- i długoterminowym.

Celami dodatkowymi są:

1. Poprawa wpływu energetyki na środowisko przez stworzenie warunków umożliwiających bezpieczny rozwój OZE, tj. bez negatywnego wpływu na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, a także umożliwienie wygaszenia najstarszych elektrowni i zastąpienie ich jednostkami o niższych parametrach emisyjnych.
2. Efekt zachęty do budowy nowych bloków energetycznych oraz określonej modernizacji istniejących elektrowni.
3. Wdrożenie skutecznego, opartego na zasadach konkurencji, mechanizmu koordynacji budowy i wycofań mocy wytwórczych oraz rozwoju DSR, przy zapewnieniu minimalizacji kosztów dla odbiorców.

Osiągnięcie celu podstawowego planuje się zweryfikować przez ocenę bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, zgodnie ze wskaźnikiem standardu bezpieczeństwa dostaw przyjętym w procesach rynku mocy. Mierniki te opisano szczegółowo w punkcie 12 OSR wraz z proponowanymi miernikami osiągnięcia celów dodatkowych.

2.4. Stosowane obecnie narzędzia interwencji

W obecnym stanie prawnym architekturę rynku energii elektrycznej wyznaczają przepisy powszechnie obowiązujące: ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2017 r. poz. 220, z późn. zm.) i rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 623, z późn. zm.), w przeważającym stopniu w wyniku implementacji prawa Unii Europejskiej, w szczególności tzw. trzeciego pakietu energetycznego⁷⁾. Szczegółowe zasady bilansowania systemu KSE i zarządzania ograniczeniami systemowymi określa operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego pod nadzorem Prezesa URE oraz w dialogu z użytkownikami systemu, przez ustalanie treści Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). Jako punkt wyjścia dla wdrażanej zmiany należy przyjąć obecną sytuację. W celu poprawy sytuacji w zakresie zapewnienia

⁶⁾ Ministerstwo Energii, Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy, http://www.me.gov.pl/files/upload/26489/Rozwiazania%20funkcjonalne%20rynku%20mocy_final_20161003.pdf, dostęp 4.11.2016 r.

⁷⁾ W odniesieniu do elektroenergetyki: dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 713/2009 z dnia 13 lipca ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki.

bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych stosuje się kilka mechanizmów w postaci usług systemowych, które ze względu na swój charakter, są działaniami doraźnymi służącymi poprawie rentowności istniejących źródeł wytwórczych. Mechanizmy te nie zapewniają sygnałów cenowych, które pozwoliłyby na działania inwestycyjne dla budowy lub modernizacji źródeł wytwórczych w ilości wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w najbliższych latach. Takimi mechanizmami są:

- Interwencyjna rezerwa zimna (IRZ) – stanowi rezerwę strategiczną i obejmuje obecnie nierentowne, planowane do wycofania z eksploatacji źródła wytwórcze ze względu na niespełnienie standardów emisyjnych, którym zostało przyznane prawo do korzystania od dnia 1 stycznia 2016 r. z czasowego odstępstwa od standardów emisyjnych. Źródła wytwórcze świadczące usługę IRZ są wyłączone z rynku, wynagrodzenie za świadczoną usługę zapewnia pokrycie kosztów ich funkcjonowania i są przywoływane do pracy w ostatniej kolejności, tj. gdy bez tych źródeł nie jest możliwe zbilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną i moc przy występujących ograniczeniach systemowych. Usługa IRZ rozwiązuje problem brakujących przychodów na jednotowarowym rynku energii wyłącznie w odniesieniu do niewielkiej liczby bloków wytwórczych (obecnie zakontraktowana moc to 830 MW). Usługą tą nie mogą być jednak objęte wszystkie moce w systemie. Wolumen tych mocy powinien być niewielki, aby nie wprowadzać zakłóceń w funkcjonowaniu rynku energii. Wprowadzenie usługi IRZ pozwoliło na uniknięcie wycofania z eksploatacji części źródeł, a tym samym zapobiegło pogorszeniu zdolności do pokrycia zapotrzebowania na moc i energię. Usługa IRZ nie tworzy jednak sygnałów cenowych (rynkowych) do budowy nowych źródeł wytwórczych lub utrzymania (w tym modernizacji) istniejących.
- Operacyjna rezerwa mocy (ORM) – polega na dostarczeniu rezerwy operacyjnej przez Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD), w przypadku gdy miały one zdolność do dostawy energii elektrycznej do systemu, ale z powodów rynkowych nie zostały wykorzystane. Mechanizm z założenia obejmuje źródła istniejące, zapewniające możliwość do wykorzystania przez OSP rezerwę mocy, w związku z czym nie przenosi sygnałów do podejmowania inwestycji w nowe źródła wytwórcze. OSP w 2016 r. opracował modyfikację zasad pozyskiwania i rozliczania ORM mającą na celu wzrost cen za ORM w sytuacji deficytu rezerw mocy (projekt zasad został przedłożony do zatwierdzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki).
- Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP (DSR interwencyjny) – polega na interwencyjnym, czasowym zwiększeniu dostępności mocy w systemie, przez zmniejszenie, przez odbiorców świadczących usługę, poboru energii elektrycznej z sieci na polecenie OSP. Na koniec 2016 r. łączny wolumen pozostający w dyspozycji OSP, uwzględniający zawarte umowy, wyniósł 182 MW. Co do zasady mechanizm ten nie tworzy sygnałów cenowych (rynkowych) do budowy nowych źródeł wytwórczych lub utrzymania (w tym modernizacji) istniejących. Usługa ta jest sukcesywnie rozwijana i udoskonalana. W dniu 5 maja 2017 r. nastąpiło otwarcie ofert złożonych w przetargu publicznym zorganizowanym na zmienionych zasadach tej usługi. Zaoferowano wolumen na poziomie 350 MW.

Powyższe mechanizmy zostały wdrożone jako działania doraźne dla poprawy bieżącej sytuacji do czasu wdrożenia rozwiązań systemowych w postaci rynku mocy. Począwszy od pierwszego roku dostaw na rynku mocy, co do zasady, nie będzie potrzeby kontynuowania tych mechanizmów w obecnej formie. Mechanizmy mogą stać się nadmiarowe, a tym samym zostaną usunięte lub zostaną odpowiednio dostosowane, co spowoduje, że część kosztów rynku mocy zostanie skompensowana przez obecne koszty ORM, IRZ i programy DSR.

2.5. Rozważane scenariusze alternatywne i powody ich niezastosowania

W ramach prac wykonano analizy bilansowe i techniczno-ekonomiczne, które miały na celu porównanie różnych scenariuszy zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w perspektywie średnio- i długoterminowej. Z otrzymanych rezultatów wynika, że rynek dwutowarowy (energii i mocy) jest wariantem optymalnym z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw oraz minimalizacji cen energii elektrycznej dla odbiorców.

Do analizy przyjęto następujące scenariusze:

1. Rynek jednotowarowy energii elektrycznej „taki, jakim jest” (ang. *as is*), tj. funkcjonujący obecnie rynek energii elektrycznej, bez cen maksymalnych, które obecnie wynoszą 1500 zł/MWh,
2. Rynek dwutowarowy, tj. równoległe funkcjonujący rynek energii i scentralizowany rynek mocy.

W analizie porównano koszty funkcjonowania rynku jednotowarowego energii z łącznymi kosztami funkcjonowania rynku energii i rynku mocy. Wynik tego porównania jest korzystny dla rynku dwutowarowego. Rozwiązanie z rynkiem mocy jest rozwiązaniem tańszym i gwarantującym pokrycie zapotrzebowania na moc.

Rozwiązanie 1 (rynek energii *as is*) jest mniej korzystniejsze od rozwiązania nr 2 (rynek mocy), ponieważ nawet mimo zastosowania narzędzi opisanych w punkcie 2.4 oraz brakiem ograniczeń cenowych na rynku i uwzględnieniem rozwiniętego udziału DSR, nie jest on w stanie zapewnić bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zatem w jego kosztach należy uwzględnić koszt niedostarczonej energii (straty ekonomiczne powstałe w wyniku przerw w dostawach energii wynikających z niepokrycia zapotrzebowania). Dodatkowo wprowadzenie rynku mocy zmniejszy koszt pozyskania kapitału na inwestycje dzięki mniejszemu ryzyku inwestycyjnemu. Szczegółowe założenia do obliczeń oraz wyniki zaprezentowano w pkt 7 OSR.

Wśród alternatyw dla scentralizowanego rynku mocy można wskazać również inne mechanizmy mocowe, takie jak przetarg na nowe zdolności wytwórcze na podstawie art. 16a ustawy – Prawo energetyczne czy rynek mocy zdecentralizowany.

Przetarg na nowe zdolności wytwórcze może być rozwiązaniem właściwym wówczas, gdy niedobory mocy mają charakter mniejszościowy lub dodatkowe moce są wymagane w określonej lokalizacji w KSE. Jak wskazano w pkt 1 OSR, w Polsce problemy z wystarczalnością mocy wytwórczych mają charakter strukturalny, tym samym mechanizm przetargu na nowe zdolności wytwórcze jest mechanizmem nieefektywnym do osiągnięcia celu w zakresie średnio- i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

Rynek mocy zdecentralizowany, podobnie jak projektowany rynek mocy w formie scentralizowanej, należą do kategorii mechanizmów mocowych o zasięgu rynkowym, opartych na wolumenie mocy wymaganym do zakontraktowania, a tym samym są mechanizmami efektywnymi dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Rynek mocy zdecentralizowany jest jednak mechanizmem trudniejszym we wdrożeniu, ograniczającym swobodę zmiany sprzedawcy, wymuszającym aktywny udział odbiorców wraz z prognozowaniem swojego zapotrzebowania ze znacznym wyprzedzeniem czasowym oraz wymagającym stworzenia wyrafinowanych mechanizmów monitorowania i przeciwdziałania wykorzystywaniu siły rynkowej przez wytwórców. Biorąc pod uwagę strukturalny problem bilansowy w Polsce, rynek mocy scentralizowany, przez aukcje centralne, umożliwia zapewnienie efektywnego i przejrzystego mechanizmu do odtworzenia wymaganych mocy w KSE. Ponadto rynek mocy zdecentralizowany nie jest w stanie wygenerować tak silnych sygnałów terminowych, gdyż nie jest zasadne stosowanie na nim obligatoryjnego zakupu mocy z określonym wyprzedzeniem czasowym.

Reasumując, wprowadzenie scentralizowanego rynku mocy jest rozwiązaniem optymalnym z punktu widzenia zarówno architektury rynku elektroenergetycznego, jak i wyboru mechanizmu mocowego odpowiadającego charakterowi występujących w krajowym systemie elektroenergetycznym problemów z wystarczalnością mocy wytwórczych oraz jest rozwiązaniem optymalnym dla polskiej gospodarki.

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

Problem tzw. *missing capacity* opisany w pkt 1 OSR występuje w różnym natężeniu na większości rynków energii na świecie. Szczególnie obserwowany jest w krajach UE, gdzie następuje dynamiczny przyrost mocy w niesterowalnych źródłach odnawialnych. W przypadku wystąpienia tego problemu stosuje się narzędzia interwencji w postaci różnej architektury rynków i mechanizmów mocowych.

Można dokonać podziału funkcjonujących rozwiązań na następujące grupy:

1. Rynek dwutowarowy – rynek energii i rynek mocy, przykłady poniżej: Wielka Brytania, Francja, USA – rynki PJM i ISO NE,
2. Rynek jednotowarowy z mechanizmem wyceny rezerwy operacyjnej, przykład: USA – rynek ERCOT,
3. Rynek jednotowarowy z mechanizmem rezerwy strategicznej, przykład: Niemcy.

Poniżej zawarto syntetyczny opis funkcjonujących rozwiązań.

1. Wielka Brytania: rynek scentralizowany (rozwiązanie częściowo wzorcowe dla niniejszego projektu)

W Wielkiej Brytanii scentralizowany rynek mocy funkcjonuje od 2014 r. Scentralizowanie rynku oznacza, że stroną popytową reprezentuje jeden podmiot, działający w imieniu odbiorców energii elektrycznej. Rynek działa w formie aukcji odbywających się w roku N-4 (aukcja cztery lata przed fizyczną dostawą), w trakcie których dostawcy oferują wolumeny mocy, którą będą gotowi dostarczyć w roku N. Wszyscy zwycięzcy aukcji otrzymują jednolitą cenę za moc, ustaloną w wyniku przecięcia krzywych: popytu (ustalonej administracyjnie przez Sekretarza Stanu ds. Energii i Zmian Klimatu) i podaży (powstałej w wyniku ofert złożonych w aukcji). W Wielkiej Brytanii przeprowadzono już trzy aukcje główne, lecz pierwszym rokiem dostaw, czyli funkcjonowania obowiązku mocowego, umów mocowych i realizacji płatności będzie rok 2018.

Pierwsza aukcja mocy, która odbyła się w 2014 r., zakończyła się ceną rozliczeniową 19,4 GBP/kW, co przełoży się na łączny koszt dla odbiorców końcowych w roku dostaw 2018/19 wynoszący 956 mln GBP⁸⁾. Jest to wynik poniżej przewidywanego przez Departament Energii i Zmian Klimatu (odpowiednio ok. 39 GBP/kW oraz ok. 2 mld GBP). Druga aukcja mocy N-4 zakończyła się ceną rozliczeniową 18 GBP/kW, co w roku dostaw 2019/2020 przełoży się na koszt odbiorców na poziomie 834 mln GBP⁹⁾ (łącznie płatności mocowe w okresie dostaw 2019/2020, uwzględniające kontrakty wieloletnie zawarte w wyniku poprzedniej aukcji, wyniosą 942 mln GBP). Trzecia aukcja mocy N-4 zakończyła się wyższą ceną rozliczeniową niż w poprzednich aukcjach i wyniosła 22,5 GBP/kW, co w roku dostaw 2020/2021 przełoży się na koszt odbiorców na poziomie 1 180 mln GBP¹⁰⁾ (łącznie płatności mocowe w okresie dostaw 2020/2021, uwzględniające kontrakty wieloletnie zawarte w wyniku poprzednich aukcji, wyniosą 1 304 mln GBP).

Wynagrodzenie za moc przełoży się na wzrost rachunków za energię elektryczną. Rachunki nie będą jednak przenosić całkowitego kosztu tych wynagrodzeń, ponieważ rynek mocy umożliwi obniżenie cen energii na rynku hurtowym.

⁸⁾ Ofgem, Annual Report on the Operation of the Capacity Market, 19.07.2015 r., https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2015/06/annual_report_on_the_operation_of_the_cm_final_0.pdf, dostęp 7.11.2016 r.

⁹⁾ National Grid, Final Auction Results (T-4 Capacity Market Auction for 2019/20), <https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/T-4%20Final%20Results%202015.pdf>

¹⁰⁾ National Grid, Final Auction Results (T-4 Capacity Market Auction for 2019/20), <https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Final%20Results%20Report%20-%20T-4%202016.pdf>

Przewidywany wzrost wynikający z kosztu pierwszej aukcji ma wynieść zatem ok. 2 GBP/rocznie, tj. ok. 0,3% (zamiast ok. 11 GBP, gdyby rachunki za energię miały przenieść całkowity koszt wynagrodzeń za moc)¹¹.

2. Francja: rynek zdecentralizowany

Francuski mechanizm mocowy ma charakter zdecentralizowanego rynku mocy, gdzie produktem są certyfikaty mocowe, których podaż zapewniają wytwórcy energii oraz odbiorcy świadczący usługę DSR, a popyt reprezentują zobowiązania mocowe nakładane na dostawców energii elektrycznej. Zobowiązanie mocowe dostawcy jest wyznaczane na podstawie udziału zapotrzebowania na moc jego odbiorców w zapotrzebowaniu szczytowym w systemie. Zobowiązanie mocowe jest wyznaczane z uwzględnieniem mocy referencyjnej odbiorcy (w podziale na odbiorców profilowych i opomiarowanych z odczytem zdalnym), współczynnika czułości zapotrzebowania odbiorcy od temperatury oraz współczynnika bezpieczeństwa dla zapewnienia rezerw mocy w systemie. Pierwsza aukcja we Francji odbyła się 15 grudnia 2016 r. i zakończyła się zakontraktowaniem 22 635,8 MW mocy (226 358 certyfikatów) po cenie rozliczeniowej równej 9999,8 €/MW, co oznacza 999,8 €/certyfikat (jeden certyfikat = 0,1 MW)¹².

Decyzję o wprowadzeniu rynku dwutowarowego oparto na porównaniu kosztów zapewnienia bezpieczeństwa dostaw w różnych scenariuszach interwencji. Szacuje się, że wprowadzenie rynku mocy umożliwi obniżenie kosztów poniesionych przez odbiorców energii elektrycznej corocznie o 400 mln EUR¹³. Oszczędność wynika z unikniętych kosztów niedostarczonej energii oraz obniżenia kosztów finansowania inwestycji w sektorze energetycznym.

3. Stany Zjednoczone: rynki PJM, ISO NE

Stany Zjednoczone posiadają największe doświadczenie w funkcjonowaniu rynków mocy, ponieważ koordynowane federalnie mechanizmy mocowe zostały wprowadzone ponad 10 lat temu w celu uniknięcia zagrożeń związanych z bezpieczeństwem dostaw energii elektrycznej, jakie wystąpiły na przełomie wieków¹⁴. Obecnie funkcjonują one w różnych formach, głównie scentralizowanych rynków mocy. W przeciwieństwie do Europy są powszechnie uznawane jako trwałe elementy standardowego modelu rynku, który może być dostosowany do aktualnej sytuacji rynkowej, tak jak rynek energii elektrycznej czy usług systemowych.

PJM oraz ISO New England (ISO NE) są operatorami systemów, na obszarze których działają jedne z najbardziej dojrzałych rynków mocy. PJM obejmuje teren całych lub części 13 stanów (Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, Karolina Północna, Ohio, Pensylwania, Tennessee, Virginia, Virginia Zachodnia) oraz Dystrykt Kolumbia; ISO NE obejmuje teren 6 stanów Nowej Anglii: Maine, New Hampshire, Vermont, Massachusetts, Connecticut oraz Rhode Island.

Należy zwrócić uwagę na charakterystyczną dla USA formę organizacji PJM i ISO NE jako podmioty non-profit pełniące rolę regionalnych (międzystanowych) niezależnych operatorów systemów przesyłowych.

PJM

Rynek mocy PJM jest rynkiem scentralizowanym, wdrożonym przez PJM w 2007/2008 r. Składa się on z następujących po sobie aukcji, w tym aukcji głównej (ang. *Base Residual Auction*, BRA) oraz co najmniej trzech aukcji dodatkowych (ang. *Incremental Auction*). Ponadto w dowolnym czasie przed rokiem dostaw może się odbyć warunkowa aukcja dodatkowa (ang. *Conditional Incremental Auction*), stanowiąca uzupełnienie pozostałych aukcji. Od aukcji BRA do końca danego roku dostaw trwa rynek wtórny bilateralny. Cechą charakterystyczną rynku mocy PJM są ceny lokalizacyjne odzwierciedlające ograniczenia systemu przesyłowego, dostępność mocy w danej strefie i zmienność zapotrzebowania na moc zależnie od lokalizacji systemu.

ISO New England (ISO NE)

Rynek mocy ISO NE jest również rynkiem scentralizowanym funkcjonującym od 2010/2011 r. Na rynku mocy co roku organizowana jest aukcja (ang. *Forward Capacity Auction*, FCA), która odbywa się trzy lata przed fizyczną dostawą mocy. Począwszy od roku 2017 na aukcjach będą uwzględniane lokalizacyjne elementy strefowe.

4. Stany Zjednoczone: ERCOT – rynek jednotowarowy z mechanizmem wyceny rezerwy operacyjnej

W stanie Teksas, gdzie rolę operatora systemu przesyłowego pełni ERCOT (*Electric Reliability Council of Texas*), funkcjonuje jednotowarowy rynek energii elektrycznej. Wytwórcy otrzymują zapłatę za energię, którą dostarczają do systemu oraz za usługi systemowe. Każdego dnia ERCOT określa wolumeny poszczególnych usług systemowych, które są wymagane w dniu następnym do zapewnienia niezawodnego działania systemu. Obowiązek pozyskania odpowiednich wolumenów leży po stronie odbiorców, którzy mogą je kupić bezpośrednio od wytwórców lub na rynku dnia następnego

¹¹) Department of Energy and Climate Change, *First Capacity Market auction guarantees security of supply at low cost*, 19.12.2014 r., <https://www.gov.uk/government/news/first-capacity-market-auction-guarantees-security-of-supply-at-low-cost>

¹²) European Power Exchange, https://www.epexspot.com/document/36737/2016-12-15_%20Launch%20of%20French%20capacity%20mechanism.pdf

¹³) FTI Consulting, *Assessment of the impact of the French capacity mechanism on electricity markets*, <http://www.fticonsulting.com/~media/Files/us-files/intelligence/intelligence-research/the-french-capacity-mechanism.pdf>, dostęp 4.11.2016 r., s. 7.

¹⁴) Najbardziej znanym przypadkiem jest tzw. kryzys kalifornijski, podczas którego z powodu problemu z bilansem mocy zostało odłączone blisko 100 tys. odbiorców.

za pośrednictwem ERCOT.

Aby rozwiązać problem brakujących przychodów i pobudzić inwestycje w nowe moce wytwórcze, w 2014 r. wprowadzono mechanizm pozwalający uzyskać wysokie ceny energii w sytuacji niedoboru rezerwy operacyjnej, zapobiegając przypadkom występowania niskich cen energii przy jednoczesnym braku odpowiedniej ilości rezerwy operacyjnej. Na uwagę zasługują fakt wysokich cen maksymalnych na rynku ERCOT w porównaniu do innych stanów lub państw UE. Obecnie maksymalna cena na rynku ERCOT wynosi 9000 \$/MWh (w Polsce obecnie to 1500 PLN/MWh). Po wprowadzeniu zmian ceny energii elektrycznej sięgają poziomu kosztu niedostarczonej energii (VoLL, który w momencie wprowadzenia mechanizmu wynosił właśnie 9000 \$/MWh).

Najnowszy raport ERCOT¹⁵⁾ z maja 2016 r. pokazuje wzrost ilości zdolności wytwórczych prognozowanych na lata 2018–2024 o ok. 9,5 GW w stosunku do prognozy z maja 2014 r., zapewniający margines rezerwy mocy większy od docelowego we wszystkich latach objętych prognozą. Przyczyną wzrostu ilości zdolności wytwórczych są najprawdopodobniej zmiany wprowadzone na rynku przez ERCOT. Jednakże zdaniem niektórych analityków¹⁶⁾ planowane nowe inwestycje, obejmujące głównie generację wiatrową i fotowoltaiczną oraz jednostki gazowe, wynikają ze znacznego spadku cen technologii wiatrowej i fotowoltaicznej oraz spadku cen gazu dającego przewagę jednostkom gazowym nad jednostkami węglowymi, które stają się przez to mniej konkurencyjne. Wydaje się zatem, że jest jeszcze za wcześnie, aby jednoznacznie ocenić skuteczność reformy rynku energii przeprowadzonej przez ERCOT.

5. Niemcy: rynek jednotowarowy z mechanizmami rezerwy strategicznej

Dynamiczny przyrost mocy zainstalowanej OZE w Niemczech, pozwalający na pokrycie znacznej części zapotrzebowania na moc i energię w niemieckim systemie elektroenergetycznym, powoduje znaczne zmniejszanie przychodów elektrowni konwencjonalnych (w 2014 r. około 27% energii zostało wyprodukowane w OZE). Jednocześnie stopniowe odchodzenie od wykorzystywania energii jądrowej powoduje, że rośnie znaczenie elektrowni konwencjonalnych jako sterowalnych zasobów mocy, mogących pokryć zapotrzebowanie wówczas, gdy ze względów pogodowych wytwarzanie OZE jest niewystarczające. Problem wywołał w Niemczech dyskusję nad wprowadzeniem mechanizmów mocowych, w tym rynku mocy, ostatecznie jednak podjęto decyzję o przestaniu na mechanizmie rezerw strategicznych.

W celu bilansowania systemu i przeciwdziałania ograniczeniom sieciowym w Niemczech wprowadzono mechanizm rezerwy sieciowej oraz rezerwę strategiczną.

Zadaniem funkcjonującego w Niemczech do końca 2017 r. mechanizmu rezerwy sieciowej (*Netzreserve*) jest przede wszystkim zapewnienie operatorom systemów przesyłowych mocy dyspozycyjnej jednostek wytwórczych wykluczonych z udziału w rynku energii, za pomocą których operatorzy mogą zarządzać ograniczeniami sieciowymi – w szczególności zwiększać wytwarzanie energii w południowej części kraju w sytuacji wysokiej produkcji z OZE na północy, która mogłaby zagrażać stabilności pracy sieci. Wielkość rezerwy określa się na podstawie wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych analiz wymaganej mocy rezerwowej do stabilizacji sieci. Analizy następnie sprawdza Federalna Agencja ds. Sieci (*Bundesnetzagentur*) i publikuje coroczne zestawienie dot. zapotrzebowania na moc rezerwową. Zakup usługi rezerwy sieciowej odbywa się w drodze aukcji. W rezerwie sieciowej co do zasady biorą udział wyłącznie istniejące jednostki, co pozwala na odsunięcie w czasie decyzji o ich zamknięciu; prawo dopuszcza w wyjątkowych okolicznościach budowę nowych jednostek przeznaczonych do świadczenia usług rezerwy.

Od 2017 r. zacznie funkcjonować rezerwa strategiczna, która miałaby pokrywać zapotrzebowanie w sytuacji, gdyby nie zostało ono pokryte przez źródła działające na rynku. Mechanizm nazwano rezerwą klimatyczną, ponieważ jej wprowadzenie wiąże się ze stopniowym zamykaniem elektrowni na węgiel brunatny. W pierwszych latach funkcjonowania usługi te jednostki mają obejmować całość wolumenu rezerwy klimatycznej, później – w miarę wyłączeń – ma się ona stać neutralna technologicznie.

Rozwiązania przyjęte w Niemczech wpisują się w strategię *Energiewende*. Podstawowa różnica między sytuacją Polski i Niemiec polega na tym, że w Niemczech występuje istotna nadpodaż mocy zainstalowanej zdolności wytwórczych (ponad 194 GW mocy zainstalowanej¹⁷⁾ w stosunku do ok. 83 GW zapotrzebowania szczytowego¹⁸⁾, z których istotną część stanowią jednostki OZE (ok. 83 GW¹⁹⁾), wobec czego konieczne jest utrzymanie określonego poziomu mocy sterowalnych. Niemcy planują ponadto odchodzenie od wykorzystywania zarówno energii jądrowej, jak i paliw kopalnych. Należy podkreślić, że funkcjonujący w Polsce mechanizm rezerwy strategicznej – interwencyjna rezerwa zimna – spełnia funkcję podobną do obydwu niemieckich mechanizmów rezerw. Ze względu na wskazaną w punkcie 1 konieczność odtworzenia na wielką skalę zdolności wytwórczych w Polsce, rezerwa strategiczna nie jest rozwiązaniem wystarczającym.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

¹⁵⁾ ERCOT, *Report on the Capacity, Demand, and Reserves in the ERCOT Region*, http://www.ercot.com/content/wcm/lists/96607/CapacityDemandandReserveReport_May2016.pdf, dostęp 4.11.2016 r.

¹⁶⁾ E. Gimon, *Texas Regulators Saved Customers Billions by Avoiding a Traditional Capacity Market*, <http://www.greentechmedia.com/articles/read/texas-regulators-save-customers-billions>, dostęp 30.08.2016 r.

¹⁷⁾ Fraunhofer ISE, *Net installed electricity generation capacity in Germany*, https://www.energy-charts.de/power_inst.htm, dostęp 30.08.2016 r.

¹⁸⁾ RAP, *Report on the German power system. Version 1.0. Study commissioned by Agora Energiewende*, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/CountryProfiles/Agora_CP_Germany_web.pdf, dostęp 4.11.2016 r.

¹⁹⁾ Fraunhofer ISE, *op. cit.*

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP)	1	projekt ustawy	<ul style="list-style-type: none"> • nowe obowiązki (m.in. procesy certyfikacji, opracowanie proponowanych wielkości wybranych parametrów aukcji, organizacja aukcji, zawieranie umów, obsługa operacyjna i teleinformatyczna rynku mocy); • zwiększone możliwości zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, ograniczenie ryzyka konieczności wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej; • dostosowanie systemów rozliczeniowych do poboru opłaty mocowej; • unormowanie zasad pozyskiwania informacji na temat małych jednostek wytwórczych w systemie.
Prezes URE	1	projekt ustawy	<ul style="list-style-type: none"> • nowe obowiązki (zatwierdzanie regulaminu rynku mocy, rozstrzyganie sporów, opiniowanie parametrów aukcji, kalkulowanie stawek opłaty mocowej, monitorowanie działania rynku, zatwierdzanie i publikowanie ostatecznych wyników aukcji mocy, wymierzanie kar pieniężnych, nadzorowanie zgłoszeń podmiotów obowiązanych do udziału w certyfikacji ogólnej); • rozstrzyganie sporów na rynku mocy, • rozszerzenie narzędzi równoważenia interesów uczestników rynku energii oraz rynku mocy.
Minister Energii	1	projekt ustawy	<ul style="list-style-type: none"> • nowe obowiązki (ustalanie parametrów aukcji w drodze rozporządzeń, nadzorowanie poprawności przeprowadzenia aukcji, w tym jej ewentualne unieważnienie, ustalanie wolumenu mocy dla jednostek wytwórczych z zagranicy); • nowe narzędzia realizacji polityki energetycznej (zwiększony zakres informacji o zasobach systemu; kształtowanie rynku mocy przez parametry aukcji i rozporządzenie w sprawie funkcjonowania rynku mocy).
zarządca rozliczeń rynku mocy	1	projekt ustawy	<ul style="list-style-type: none"> • nowe obowiązki (dokonywanie rozliczeń finansowych i realizacja płatności na rzecz dostawców mocy, odpowiedzialność za zapewnienie płynności finansowej rozliczeń umów mocowych); • zarządzanie płynnością rachunków opłaty mocowej.
operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSDp) elektroenergetycznych połączonych bezpośrednio z siecią przesyłową	12	PSE S.A.	<ul style="list-style-type: none"> • nowe obowiązki (współpraca z OSP w zakresie procesu certyfikacji, gromadzenia środków z opłaty mocowej i obsługi operacyjnej rynku mocy, przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby rozliczania wykonania obowiązków mocowych); • dostosowanie systemów rozliczeniowych do poboru opłaty mocowej; • unormowanie zasad pozyskiwania informacji na temat małych jednostek

wytwórcy energii elektrycznej	ok. 1700*	<i>Baza przedsiębiorstw posiadających koncesje (bip.ure.gov.pl), Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2015 r.; PSE S.A., szacunek własny</i>	wytwórczych w systemie. <ul style="list-style-type: none"> • nowe obowiązki (proces certyfikacji ogólnej) • prawo udziału w: certyfikacji do aukcji mocy, aukcji mocy, rynku wtórnym i rozliczeniach mocy); • możliwość wyboru systemu wsparcia lub pomocy publicznej (w przypadku wytwórców korzystających z takich systemów); • nowe źródło przychodów (w przypadku wytwórców niekorzystających z systemów wsparcia, którzy wygrają aukcję); • mniejsze ryzyko inwestycyjne dla nowych i modernizowanych jednostek wytwórczych i obniżone koszty kapitału.
odbiorcy przemysłowi energii elektrycznej	ok. 8000**	<i>Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2015 r.; szacunek własny</i>	<ul style="list-style-type: none"> • zwiększone bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej; • niższe koszty energii elektrycznej (łącznie energii i mocy) w porównaniu ze scenariuszem bazowym (rynek energii <i>as is</i>); • nowe narzędzia aktywnego udziału odbiorców mogących świadczyć usługę DSR w rynku energii (udział w aukcjach mocy); • zachęty ekonomiczne do rozwoju usług agregacji zapotrzebowania i zarządzania stroną popytową; • zachęty ekonomiczne do przenoszenia konsumpcji energii na godziny pozaszczytowe.
konsumenci energii elektrycznej	ok. 16,9 mln	<i>Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2015 r.</i>	<ul style="list-style-type: none"> • zmiana struktury ceny energii elektrycznej (uwzględnienie opłaty mocowej); • zwiększone bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej; • zachęty ekonomiczne do przenoszenia konsumpcji energii na godziny pozaszczytowe.
Podmioty zagraniczne	***	-	<ul style="list-style-type: none"> • prawo udziału w aukcji biletowej wytwórców i źródeł DSR, • nowe źródło przychodów (w przypadku wytwórców niekorzystających z systemów wsparcia, którzy wygrają aukcję); • obowiązek przekazywania danych pomiarowych przez operatorów zagranicznych

* 1290 podmiotów posiadających koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej, 6 podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci; liczba 404 wynika z założonego przyrostu liczby koncesji w następstwie realizacji wydanych przez OSP warunków przyłączenia; obejmuje wszystkich wytwórców niezależnie od stosowanej technologii wytwarzania energii elektrycznej;

** w tym szacowana liczba ok. 700 odbiorców mogących świadczyć usługę DSR.

*** wartość trudna do oszacowania, ze względu na liczbę państw, z których źródła mogą wystartować w aukcji biletowej

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

Konsultacje koncepcji

W dniach 5–18 lipca 2016 r. Ministerstwo Energii przeprowadziło konsultacje dokumentu pt. „Projekt rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy”, w ramach których interesariusze przedłożyli formularze z uwagami. Po zakończeniu konsultacji zgłoszone uwagi poddano szczegółowej analizie, której wynikiem było opracowanie rozwiązań funkcjonalnych

rynku mocy w kształcie proponowanym w niniejszym projekcie. Raport z konsultacji został w dniu 30 września 2016 r. opublikowany na stronie internetowej Ministerstwa Energii²⁰⁾, wraz z dokumentem pt. „Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy”, czyli dokumentem skorygowanym w następstwie przeprowadzonych konsultacji.

Konsultacje projektu ustawy o rynku mocy:

W dniu 2 grudnia 2016 r. Ministerstwo Energii rozpoczęło proces konsultacji społecznych ustawy o rynku mocy. Na stronach Rządowego Centrum Legislacji zostały opublikowane następujące dokumenty:

1. Projekt ustawy o rynku mocy,
2. Ocena Skutków Regulacji (OSR),
3. Uzasadnienie do projektu ustawy o rynku mocy.

Termin zgłaszania uwag do ww. dokumentów został wyznaczony do dnia 19 grudnia 2016 r. W ramach konsultacji społecznych uwagi zgłosiły następujące podmioty: Agencja Rynku Energii S.A., Bank Ochrony Środowiska, Stowarzyszenie European Federation of Energy Traders, Energa S.A., Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu, Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa, Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii, Koalicja Klimatyczna, Konfederacji Lewiatan, PKN Orlen S.A., Polska Grupa Energetyczna S.A., Polska Izba Przemysłu Chemicznego, PSE S.A., Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie, Polski Komitet Energii Elektrycznej, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Towarzystwo Obrotu Energią, Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, Zarządca Rozliczeń S.A.

W wyniku analizy zgłoszonych uwag do ww. dokumentów opracowano aktualizacje tych dokumentów. Niniejszy dokument uwzględnia zmiany wprowadzone w wyniku procesu konsultacji.

Implementacja prawa Unii Europejskiej ponad bezwzględne wymagania

Projekt obejmuje *podjęcie dodatkowych środków*, o których mowa w art. 5 ust. 2 lit. a dyrektywy 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych. W rozumieniu przedmiotowej dyrektywy państwa członkowskie podejmują właściwe środki w celu utrzymania równowagi między zapotrzebowaniem na energię elektryczną, a wystarczalnością mocy wytwórczych. W związku z powyższym projektowany rynek mocy jest, zgodnie z dyrektywą, dodatkowym środkiem obejmującym przepisy ułatwiające tworzenie nowych mocy wytwórczych oraz wejście na rynek nowych wytwórców energii. Wdrożenie tych środków jest fakultatywne i powinno mieć miejsce w przypadku, gdy państwu członkowskiemu grożą niedobory zdolności wytwórczych. Ponadto projekt przewiduje rozwiązania odpowiadające swoim charakterem tym zawartym w art. 8 dyrektywy 2009/72/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE w zakresie, w jakim dotyczy możliwości ogłaszania przetargów na budowę nowych mocy.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z 2016 r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]												
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0–10)	
Dochody ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Podatek VAT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Akcyza	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wydatki ogółem	0,87	0,79	0,79	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	10,38	
budżet państwa	0,87	0,79	0,79	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	10,38	
Zatrudnienie	0,67	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	6,58	
Usługi zewnętrzne	0,20	0,20	0,20	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	3,80	
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem	0,87	0,79	0,79	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	10,38	

²⁰⁾ Ministerstwo Energii, *Raport z konsultacji projektu rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy*, http://www.me.gov.pl/files/upload/26489/Raport%20z%20konsultacji%20rozwi%C4%85za%C5%84%20funkcjonalnych%20rynku%20mocy_final.pdf.

budżet państwa	0,87	0,79	0,79	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	10,38
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Źródła finansowania	Wydatki związane z zatrudnieniem będą finansowane bezpośrednio z budżetu państwa (część 47 – Energia oraz część 50 – URE)											
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	<p>Dochody ogółem – podatek VAT Dochody budżetu państwa z tytułu podatku VAT nie zostały wykazane w wymiarze ilościowym. Ze względu na zróżnicowaną liczbę podmiotów będących płatnikami opłaty mocowej (przedsiębiorcy, gospodarstwa domowe, jednostki samorządu terytorialnego) nie jest możliwe precyzyjne wskazanie, jaka część płaconego podatku VAT od opłaty mocowej będzie stanowiła dochód budżetu państwa. Niemniej jednak spodziewany jest dochód państwa z tytułu opłaty mocowej. Czynności regulowane projektowaną ustawą (w szczególności gotowość do dostarczenia – za wynagrodzeniem – energii elektrycznej wraz z obowiązkiem jej dostarczenia w okresach napiętego bilansu mocy) będą podlegały opodatkowaniu podatkiem od towarów i usług na zasadach ogólnych określonych w przepisach dotyczących tego podatku.</p> <p>Dochody ogółem – podatek dochodowy od osób prawnych oraz fizycznych Dochody budżetu państwa z tytułu podatku dochodowego od osób prawnych i fizycznych nie zostały wykazane w wymiarze ilościowym. Brak wejścia w życie ustawy będzie skutkowało prawdopodobnym pogorszeniem wyniku finansowego przed opodatkowaniem (być może także straty podatkowe) w sektorze wytwarzania energii. Należy jednak zwrócić uwagę, że z drugiej strony oznacza to niższe koszty uzyskania przychodu (energia elektryczna jako koszt podatkowy) przez osoby prawne zużywające energię elektryczną. Dlatego zmiany kosztów energii są w ww. zakresie neutralne podatkowo. Neutralność podatkowa nie jest zachowana w przypadku podatku dochodowego od osób fizycznych (koszt energii elektrycznej co do zasady nie stanowi kosztu uzyskania przychodu). Ostateczny wpływ na podatek dochodowy ogółem będzie wynikał z dodatkowych elementów, takich jak indywidualne optymalizacje podatkowe czy rozliczanie strat podatkowych z lat poprzednich. Ponadto wprowadzenie rynku mocy nie gwarantuje dodatniego wyniku finansowego przed opodatkowaniem (podmioty gospodarcze mogą w pierwszej kolejności dążyć do osiągnięcia dodatnich wartości wskaźnika EBITDA, w drugiej kolejności wyniku operacyjnego).</p> <p>Dochody ogółem – dywidenda Dochody budżetu państwa z tytułu dywidendy nie zostały wykazane w wymiarze ilościowym. Wejście w życie ustawy o rynku mocy nie gwarantuje dodatnich wyników netto podmiotów sektora wytwarzania (wytwórcy mogą być zainteresowani przede wszystkim dodatnim wynikiem operacyjnym gwarantującym płynność finansową). Ponadto wartość dywidendy będzie zależała od indywidualnych polityk spółek, w tym od ich potrzeb kapitałowych związanych z inwestycjami. Dodatkowo ma miejsce element kompensacji (podobny jak w przypadku podatku dochodowego) podczas transakcji między spółkami z udziałem skarbu państwa, gdzie przychód jednej ze spółek jest kosztem drugiej.</p> <p>Wydatki ogółem – zatrudnienie i usługi zewnętrzne W zakresie wydatków z budżetu państwa uwzględniono koszty przeznaczone na zatrudnienie nowych pracowników odpowiedzialnych za obsługę procesów rynku mocy oraz koszt dodatkowych usług zewnętrznych, których zakup wynikać będzie z wejścia w życie ustawy. Uwzględniono wzrost zatrudnienia w jednostkach publicznych realizujących procesy rynku mocy, tj. Ministerstwie Energii (ME) oraz Urzędzie Regulacji Energetyki (URE). W perspektywie 10 lat przewiduje się łączne zatrudnienie co najmniej 8 pracowników, w tym 4 pracowników URE oraz 4 pracowników w ME. Koszt zatrudnienia pracownika URE założono na podstawie danych zawartych w sprawozdaniu Prezesa URE, zaś koszt zatrudnienia pracownika ME założono na podstawie danych dotyczących średniego wynagrodzenia w przedsiębiorstwach energetycznych, które są publikowane przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego. Poza kosztami wynagrodzeń pracowników przyjęto ponoszony w pierwszym roku zatrudnienia koszt uruchomienia stanowiska pracy w wysokości 10 tys. zł brutto na pojedyncze stanowisko pracy. Poza kosztami zatrudnienia nowych pracowników koszty usług zewnętrznych obejmują m.in. szkolenia pracowników, usługi doradcze wykonywane przez ekspertów zewnętrznych.</p>											

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców, oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

Skutki – koszty rynku mocy w latach

Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0–10)
W ujęciu pieniężnym netto (w mln zł, ceny stałe z 2016 r.)	odbiorcy przemysłowi	0	0	0	0	310	300	280	300	310	310	300	2110
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw oraz dużych przedsiębiorstw niebędących odbiorcami przemysłowymi	0	0	0	0	2220	2130	1970	2110	2180	2210	2150	14970
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	1030	990	910	980	1010	1020	990	6930
	JST	0	0	0	0	140	130	120	130	130	140	130	920
	pozostałe jednostki	0	0	0	0	270	260	240	260	270	270	260	1830
	operator systemu przesyłowego	7,3	2,6	2,6	13,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	50,4
	operatorzy systemów dystrybucyjnych przyłączeni do sieci przesyłowej	1,4	2,9	2,9	13,2	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	60,2
	Zarządca rozliczeń rynku mocy	0	0	0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa (w tym odbiorcy przemysłowi)	<ul style="list-style-type: none"> • Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i stabilne warunki do rozwoju przemysłu, • Przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię i odbiorcy przemysłowi będą beneficjentami opłaty mocowej, • Zmiana rentowności dużych przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną, • Zmiana rentowności strony popytowej (DSR) przez możliwość udziału w rynku mocy DSR i uzyskanie wynagrodzenia za dostawę mocy do KSE przez czasowe ograniczenie mocy pobieranej z sieci, • Wzrost zakresu wykonywanych obowiązków przez konieczność udziału w procesie certyfikacji ogólnej dla wszystkich dużych jednostek wytwórczych (przestrzeganie terminów oraz wymogów formalnych corocznego procesu certyfikacji ogólnej), • Stworzenie podstaw ekonomicznych do podejmowania decyzji o budowie nowych jednostek wytwórczych lub modernizacji istniejących w warunkach konkurencji między poszczególnymi podmiotami oraz technologiami, • Zmiany pozycji konkurencyjnej wśród uczestników rynku energii, • Zmiany procesów zarządzania przedsiębiorstw oraz ich częściowa reorganizacja w wyniku udziału w procesach rynku mocy. 											
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	<ul style="list-style-type: none"> • Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i stabilne warunki do rozwoju przemysłu, • Zmiana rentowności małych oraz średnich przedsiębiorstw wytwarzających energię, • Zmiana rentowności strony popytowej (DSR) przez możliwość udziału w rynku mocy DSR i uzyskanie wynagrodzenia za dostawę mocy do KSE przez czasowe ograniczenie mocy pobieranej z sieci, • Wzrost zakresu wykonywanych obowiązków przez konieczność udziału w procesie certyfikacji ogólnej dla wszystkich jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej nie mniejszej niż 2 MW (przestrzeganie terminów oraz wymogów formalnych corocznego procesu certyfikacji ogólnej), • Stworzenie podstaw ekonomicznych do podejmowania decyzji o budowie nowych jednostek wytwórczych lub modernizacji istniejących 											

		<p>w warunkach konkurencji między poszczególnymi podmiotami oraz technologiami,</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zmiany pozycji konkurencyjnej wśród uczestników rynku energii, • Zmiany procesów zarządzania przedsiębiorstw oraz ich częściowa reorganizacja w wyniku udziału w procesach rynku mocy.
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	<ul style="list-style-type: none"> • Wzrost bezpieczeństwa dostaw rozumianego jako niezawodność fizycznych dostaw energii oraz brak gwałtownych wahań cenowych energii elektrycznej.
	OSP i OSD	<ul style="list-style-type: none"> • Możliwość obniżenia kosztów usług systemowych świadczonych na rzecz OSP w zakresie niektórych usług, jak IRZ oraz ORM, których roczny koszt to około 0,7 mld zł. • Zwiększony dostęp do informacji nt. potencjału wytwórczego oraz DSR w KSE przy jednoczesnym unormowaniu zasad pozyskiwania tych informacji.

Niemierzalne

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń

Rok 0 w tabeli powyżej to rok 2017.

Ogólne informacje dotyczące przedstawionych danych

Analizy porównawczej rynku jednotowarowego (tylko rynek energii) oraz dwutowarowego (jednocześnie funkcjonujący rynek energii oraz rynek mocy) dokonano w oparciu o model analityczny rozwoju sektora dostarczania energii elektrycznej, który dokonywał minimalizacji całkowitego kosztu dostaw energii elektrycznej w perspektywie długoterminowej przy jednoczesnym warunku równowagi ekonomicznej źródeł wytwórczych. Minimalizacja całkowitego kosztu dostaw energii elektrycznej dokonywana jest w oparciu o optymalne decyzje o budowie nowych jednostek wytwórczych oraz o utrzymywaniu i odstawianiu jednostek istniejących. W wyniku symulacji rynku energii elektrycznej otrzymano indywidualne wielkości przychodów, pozwalające na sprawdzenie, czy jednostki, które funkcjonują na tym rynku, otrzymują odpowiednią ilość środków pieniężnych, uzasadniających ich ekonomiczne istnienie. Równowaga ekonomiczna dla istniejących jednostek oznacza dodatnią sumę zdyskontowanych, przyszłych wartości marży operacyjnej (bez uwzględnienia kosztów kapitałowych) tych jednostek. Równowaga ekonomiczna dla nowych jednostek uwzględnia dodatkowo koszty kapitałowe (koszt kapitału własnego i koszt kapitału obcego) tych jednostek.

Podstawowe założenia, jakie przyjęto na potrzeby analiz, są następujące:

- Przyjęto wzrost zapotrzebowania netto na energię (bez uwzględnienia potrzeb własnych jednostek wytwórczych) i moc w systemie elektroenergetycznym, odpowiednio w 2030 r. wielkości te osiągają 200 TWh i 29,7 GW. Długoterminowe prognozy na energię i moc wykonano na podstawie metody uwzględniającej wskaźniki makroekonomiczne i projekcje wielkości, które mają wpływ na zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną. Prognozy zapotrzebowania na energię i moc elektryczną, które zostały wykorzystane na potrzeby analizy, tworzone są przy wykorzystaniu ekonometrycznego modelu rozkładu kanonicznego wektora zmiennych losowych, który uwzględnia:
 - zmienne zewnętrzne, w tym zapotrzebowanie na energię pierwotną i energię elektryczną netto w europejskich krajach OECD oraz
 - zmienne wewnętrzne (krajowe), w tym wzrost realny PKB oraz zmiany liczby ludności Polski.

W poniższej tabeli przedstawiono informacje dot. przyjętego zapotrzebowania na moc netto (bez potrzeb własnych) w KSE, w okresie 2017–2030.

Rok	Moc [GW]
2017	23,5
2018	24,1
2019	24,6
2020	25,0
2021	25,4
2022	25,8
2023	26,3
2024	26,8
2025	27,3
2026	27,8
2027	28,3
2028	28,8
2029	29,2
2030	29,7

- Elastyczność popytu reprezentowana jest przez istniejące oraz potencjalne, przyszłe jednostki DSR,

które biorą udział w bilansie mocy oraz które oferują obniżenie zużycia energii, gdy jej cena osiągnie określony, właściwy dla danej branży poziom.

- Założono, że Europejski System Handlu Emisjami funkcjonuje w całym okresie analiz. Przyjęta ścieżka cenowa uprawnień do emisji bazuje na scenariuszu *New Policies* opracowania pn. „*World Energy Outlook 2016*” (*WEO 2016*), sporządzonego przez International Energy Agency i osiąga poziom ok. 33 €/t w 2030 r. Nie uwzględniano ewentualnych darmowych przydziałów uprawnień do emisji po 2020 r.
- Przyjęto ścieżki zmian cen paliw, bazując na scenariuszu *New Policies* opracowania WEO 2016. Jako ceny bazowe przyjęto poziom cen paliw z roku 2016 w Polsce.
- Uwzględniono możliwość wyłączenia istniejących jednostek wytwórczych konwencjonalnych, jeśli nie znajdują się w równowadze ekonomicznej, o której mowa wyżej. Wyłączenia są realizowane iteracyjnie począwszy od jednostek o najniższej marży operacyjnej (w tym przypadku ujemnej).
- Uwzględniono wpływ wejścia w życie ustawy o rynku mocy na koszt kapitału poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.
- Założono zdeterminowany rozwój źródeł odnawialnych w zakresie wynikającym z obecnych regulacji. Poza tym rozwój źródeł odnawialnych wynika z optymalizacji kosztowej z ewentualnymi ograniczeniami techniczno-ekonomicznymi (np. takimi jak zawarte umowy o przyłączenie morskich elektrowni wiatrowych do sieci przesyłowej).
- Wykorzystano charakterystyki techniczno-ekonomiczne istniejących i nowych jednostek wytwórczych, uwzględniono koszt dostosowania do wymogów emisji wynikających z Dyrektywy o Emisjach Przemysłowych w zakresie nowych Konkluzji BAT, które mogą zacząć obowiązywać w 2021 r.
- Rezerwę mocy dla poprawnego bilansu mocy założono na podstawie standardu bezpieczeństwa Loss of Load Expectation (LOLE) równym 3 godziny na rok.

Wyniki analiz wykazały, że wejście w życie ustawy o rynku mocy, w stosunku do utrzymywania obecnego modelu rynku spowoduje:

- Zapobieganie okresom występowania niedostarczonej energii do odbiorców końcowych,
- Stworzenie warunków do odtworzenia krajowego majątku wytwórczego,
- Obniżenie cen hurtowych energii elektrycznej przez zapobieganie okresom trwałych niedoborów rezerw mocy powodujących wzrost cen w perspektywie średnio i długoterminowej.

Duże przedsiębiorstwa, sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw, rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe:

W tabeli powyżej w rubryce „w ujęciu pieniężnym” zaprezentowano prognozowane przepływy pieniężne związane tylko z rynkiem mocy (wartość płaconej opłaty mocowej, koszty OSD/OSP oraz wpływ rynku mocy na ceny energii elektrycznej), bez odniesienia do wariantów alternatywnych. Wartości dla poszczególnych grup odbiorców zostały wyliczone proporcjonalnie do zużycia energii elektrycznej, ponieważ obecnie:

- brak jest znajomości wysokości stawek, które będą ustalane przez Prezesa URE, w oparciu o wydane rozporządzenia i koszty rynku mocy, które ustalą się po przeprowadzeniu aukcji głównej i aukcji dodatkowej,
- opłata mocowa w gospodarstwach domowych będzie zależna od rocznego zużycia energii elektrycznej, a u pozostałych odbiorców od zużycia energii w wybranych godzinach szczytowych.

W tym celu, wykorzystano informacje statystyczne dotyczące zużycia energii elektrycznej w poszczególnych grupach taryfowych. Założono że:

- zużycie energii w dużych przedsiębiorstwach odpowiada zużyciu energii w grupie A; w ramach tej grupy wyodrębniono zużycie odbiorców przemysłowych,
- zużycie energii w mikro-, małych i średnich przedsiębiorstwach odpowiada zużyciu energii w grupie B i C pomniejszonemu o zużycie energii w JST i sektorze budżetowym,
- zużycie energii przez rodziny, obywateli oraz gospodarstwa domowe odpowiada zużyciu energii w grupie G,
- zastosowano ulgi dla odbiorców przemysłowych, zróżnicowane w zależności od współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej.

Bilans energii elektrycznej w podziale na grupy taryfowe został przygotowany na podstawie danych zawartych w biuletynie pt. „Sytuacja w Elektroenergetyce – IV kwartał 2016 r.”, opracowanym przez Agencję Rynku Energii S.A. oraz obliczeń eksperckich.

Zużycie energii przez JST oszacowano, wykorzystując informacje z publicznych postępowań zakupowych w roku 2015 i 2016 dla 40 gmin o łącznej liczbie 625 400 tysięcy mieszkańców. Na tej podstawie oszacowano udział JST w zużyciu energii netto na poziomie 2,7%, co w analizowanym okresie stanowi wolumen ok. 3,8–4,5 TWh. Nie istnieją publiczne informacje na temat łącznego wolumenu zużycia energii w sektorze

budżetowym. Oszacowano, że zużycie energii w sektorze budżetowym jest 2 razy większe niż w JST. Wzięto pod uwagę stosunek liczby urzędników zatrudnionych w sektorze budżetowym do liczby urzędników zatrudnionych w JST (który to stosunek wynosi ok. 1,7). Ponadto wzięto pod uwagę potencjalne zużycie energii przez jednostki obrony narodowej i bezpieczeństwa publicznego, które nie jest uwzględnione w powyższym stosunku.

Model docelowy

W docelowym modelu rozkład opłaty mocowej będzie zależny od wysokości stawek opłat mocowych, które będą ustalane przez Prezesa URE. Stawki te będą odrębne dla odbiorców końcowych pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym oraz dla odbiorców komercyjnych, w podziale na odbiorców energochłonnych oraz pozostałych. Zgodnie z ustawą o rynku mocy, Prezes URE w terminie do dnia 30 września każdego roku kalendarzowego będzie publikował stawki opłaty mocowej na kolejny rok.

Niemniej jednak w celu oceny rzeczywistego wpływu wprowadzenia rynku mocy w Polsce na ceny energii elektrycznej dokonano również oceny wpływu na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, analogicznie jak w przypadku sektora finansów publicznych, na podstawie analizy porównawczej kosztów dostaw energii w przypadku wejścia w życie ustawy o rynku mocy oraz braku tej ustawy, tj. utrzymaniu jednotowarowego rynku tylko energii. Wyniki obrazuje poniższa tabela:

Rok	Zmniejszenie kosztów dostawy energii elektrycznej w wyniku wprowadzenia rynku mocy w mld zł
2021	-0,2
2022	-1,3
2023	-1,9
2024	-1,4
2025	-1,4
2026	-3,3
2027	-4,3
2028	-2,3
2029	-3,0
2030	-5,3
2031	-6,4
2032	-6,5
2033	-3,7
2034	-5,6
2035	-9,0
Suma	-55,6

Wartości ujemne w tabeli powyżej wskazują korzyści związane z niższymi kosztami dostaw energii w przypadku wprowadzenia rynku mocy w stosunku do utrzymywania rynku jednotowarowego. W przypadku rynku mocy nie występuje koszt niedostarczonej energii (straty ekonomiczne gospodarki powstałe w wyniku przerw w dostawach energii, które mogą wystąpić w przypadku rynku jednotowarowego). Dodatkowo wprowadzenie rynku mocy zmniejszy koszt pozyskania kapitału na inwestycje (budowa nowych bloków lub modernizacja) dzięki mniejszemu ryzyku inwestycyjnemu. Dodatkowo rynek mocy może zasymulować rozwój DSR i udział w bilansowaniu mocy jednostek kogeneracji, co również może przełożyć się na minimalizację kosztów dostarczania energii do odbiorców. Dodatkowo rynek mocy spowoduje ustabilizowanie kosztów dostarczania energii elektrycznej, co również jest pozytywnym efektem wprowadzenia rynku mocy.

W odniesieniu do kosztów OSP i OSDp poniesionych na wdrożenie rynku mocy przyjęto (i) koszt wdrożenia systemów informatycznych przez OSP, (ii) koszt wdrożenia/dostosowania systemów informatycznych przez OSDp oraz (iii) koszt etatów OSP i OSDp, rozłożony na lata (stopniowe zwiększanie zatrudnienia). Koszty te będą stanowiły koszty uzasadnione i będą częścią taryfy OSD i OSP.

W zakresie ww. kosztów uwzględniono odpowiednio:

- (i)
 - W roku „0/1” – wdrożenie Rejestru rynku mocy – elektronicznej platformy gromadzenia, przetwarzania i wymiany danych handlowych i rozliczeniowych na rynku mocy;
 - W roku „3” – wdrożenie systemu do pozyskiwania i gromadzenia danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń rynku mocy.
- (ii)
 - W roku „3” – wdrożenie/aktualizacja systemów księgowych oraz dostosowanie systemów WIRE

	<p>dla potrzeb realizacji procesów rynku mocy.</p> <p>(iii)</p> <p>W przypadku OSP:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Od roku „0” stopniowe zatrudnianie 15 osób do obsługi procesów rynku mocy (certyfikacja, aukcje mocy, aukcje biletowe, wyznaczanie parametrów, opracowanie regulaminu rynku mocy); • Od roku „3” zatrudnienie dodatkowych 5 osób do pozyskiwania danych pomiarowych. <p>W przypadku OSD:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Od roku „0” stopniowe zatrudnianie 25 osób do obsługi procesów certyfikacji; • Od roku „3” zatrudnienie dodatkowych 15 osób do pozyskiwania danych pomiarowych. <p>Koszty zatrudnienia oparto na uśrednieniu danych publikowanych w raportach spółek energetycznych, z uwzględnieniem obciążeń publicznoprawnych.</p>
--	--

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

nie dotyczy

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

tak
 nie
 nie dotyczy

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

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

Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.

tak
 nie
 nie dotyczy

Komentarz:

Zwiększenie liczby procedur i dokumentów:

1. Proces certyfikacji ogólnej (obowiązki OSP, OSD oraz uczestników rynku),
2. Proces certyfikacji do aukcji głównej i dodatkowej, w tym egzekwowanie obowiązków dla nowych i modernizowanych jednostek (jw.),
3. Opracowanie i publikowanie parametrów aukcji (obowiązki OSP i ministra właściwego ds. energii),
4. Wdrożenie platformy aukcyjnej i rejestru rynku mocy (obowiązki OSP),
5. Egzekwowanie obowiązku mocowego (obowiązki OSP, OSD oraz dostawców mocy),
6. Rozliczenia na rynku mocy (obowiązki Zarządcy Rozliczeń Rynku Mocy, OSP, OSD oraz dostawców mocy).

Zmniejszenie liczby procedur:

Po zebraniu doświadczeń z funkcjonowania procesu certyfikacji przewiduje się możliwość zniesienia lub ograniczenia obowiązku, o którym mowa w art. 16 ust. 22 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, polegającego na informowaniu OSP o planach dotyczących funkcjonowania jednostek wytwórczych (tzw. ankietyzacji sektora wytwórczego).

9. Wpływ na rynek pracy

Osiągnięcie celu regulacji będzie miało pozytywny wpływ na rynek pracy. Przedłużenie okresu funkcjonowania niektórych elektrowni pozwoli na utrzymanie istniejących miejsc pracy, a korzystne warunki dla budowy nowych jednostek przełożą się na koniunkturę w sektorze budownictwa energetycznego oraz późniejsze zatrudnienie przy obsłudze nowych obiektów.

10. Wpływ na pozostałe obszary

środowisko naturalne
 sytuacja i rozwój regionalny
 inne:

demografia
 mienie państwowe

informatyzacja
 zdrowie

Omówienie wpływu

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

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

11.1. Wejście w życie ustawy i aktów wykonawczych

Projekt przewiduje wejście w życie ustawy od dnia 1 stycznia 2018 r. (z wyjątkami dot. aktów wykonawczych, rejestru rynku mocy i regulaminu rynku mocy, które wchodzi w życie wcześniej – z dniem następującym po dniu ogłoszenia).

11.2. Wdrożenie procesów rynku mocy

Planuje się wdrożenie procesów rynku mocy według następującego harmonogramu:

2018 r. – wejście w życie ustawy;

2018 r. – proces certyfikacji ogólnej i certyfikacji do aukcji głównej;

2018 r. – aukcje główne na rok dostaw 2021, 2022 i 2023;

2021 r. – pierwszy rok dostaw.

11.3. Perspektywa czasowa osiągnięcia celu regulacji

Przewiduje się, że wprowadzenie rynku mocy poprawi sytuację bilansową w pierwszym roku dostaw, tj. 2021 r., może mieć również pozytywny wpływ na bilans mocy we wcześniejszych latach, ponieważ ograniczy odstawianie mocy z systemu.

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

Przewiduje się ewaluację osiągnięcia celu podstawowego i celów dodatkowych według następujących mierników:

12.1 Ewaluacja osiągnięcia celu podstawowego

Kryterium	Proponowany miernik
Stopień osiągnięcia standardów bezpieczeństwa dostaw energii przyjętych w procesach rynku mocy	Osiągnięty standard bezpieczeństwa dostaw

12.2. Ewaluacja osiągnięcia celu dodatkowego: wdrożenie konkurencyjnego mechanizmu koordynacji budowy i wycofań mocy

Kryterium	Proponowany miernik
Rozwój technologii redukcji zapotrzebowania oraz usług związanych z zarządzaniem popytem	Skala/przyrost udziału zasobów strony popytowej w aukcjach głównych i dodatkowych [% , MW]
Zapewnienie sygnałów cenowych do budowy nowych mocy wytwórczych	Przyrost nowych mocy wytwórczych uczestniczących w rynku mocy
Zapewnienie sygnałów cenowych do modernizacji mocy wytwórczych	Modernizacja majątku wytwórczego i przystosowanie go do zaostrzających się norm emisyjnych

12.3. Ewaluacja osiągnięcia celu dodatkowego: poprawa wpływu energetyki na środowisko

Kryterium	Proponowany miernik
Poprawa warunków rozwoju niesterowalnych OZE	Wolumen mocy z niesterowalnych OZE, który może być przyłączony do KSE przy uwzględnieniu wyłącznie ograniczeń bilansowych (w zakresie rezerwowania tych źródeł przez źródła sterowalne).
Poprawa wpływu energetyki na środowisko dzięki zastąpieniu starych jednostek wytwórczych	Zmiany wielkości emisji substancji szkodliwych przez JWCD [t/GWh, t/rok]

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

Raport z konsultacji publicznych dotyczących projektu ustawy o rynku mocy

W dniu 2 grudnia 2016 r. Ministerstwo Energii rozpoczęło proces konsultacji społecznych oraz międzyresortowych projektu ustawy o rynku mocy. Termin zgłaszania uwag do projektu ustawy został wyznaczony do dnia 19 grudnia 2016 r. W trakcie konsultacji zgłoszono uwagi, których uwzględniona część znalazła wyraz w modyfikacji projektu.

W ramach konsultacji publicznych do przedmiotowego projektu uwagi zgłosiły następujące podmioty:

1. Agencja Rynku Energii S.A.,
2. Bank Ochrony Środowiska,
3. Client Earth,
4. Stowarzyszenie European Federation of Energy Traders,
5. Energa S.A.,
6. Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu,
7. Forum Energii,
8. Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa,
9. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,
10. Koalicja Klimatyczna,
11. Konfederacji Lewiatan,
12. PKN Orlen S.A.,
13. Polska Grupa Energetyczna S.A.,
14. Polska Izba Przemysłu Chemicznego,
15. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
16. Polski Komitet Energii Elektrycznej,
17. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej,
18. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
19. Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
20. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
21. Towarzystwo Obrotu Energią,
22. Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
23. Zarządca Rozliczeń S.A.

Główne kwestie problemowe zgłaszane w ramach konsultacji publicznych:

Uwagi uwzględnione:

- Określono, że nakłady inwestycyjne, która będą brane pod uwagę w procesie certyfikacji o kwalifikacji jednostki rynku mocy jako modernizowana jednostka rynku mocy muszą zostać poniesione od stycznia szóstego roku przed rokiem dostaw a rokiem dostaw,
- Umowy mocowe zawarte na rynku zachowują moc i podlegają wykonaniu, w przypadku zniesienia rynku mocy lub zaprzestania organizowania aukcji mocy,
- Określenie katalogu wymaganych informacji w procesach rynku mocy, poprzez usunięcie słowa „szczegółowe”,
- Opisano metodę wyznaczania i funkcję Korekcyjnego Współczynnika Dyspozycyjności oraz doprecyzowano przepisy w tym zakresie,
- Doprecyzowano jakie jednostkowe wskaźniki emisyjności szkodliwych substancji będą mogły stanowić atrybuty: SO₂, NO_x i pyły.
- Parametry dla aukcji dodatkowej ogłaszane będą w roku poprzedzającym aukcje dodatkowe, a nie przed aukcją główną na rok dostaw, którego dotyczy aukcja dodatkowa,
- Złagodzenie reżimu odpowiedzialności wytwórców w kontekście siły wyższej,
- Umożliwiono wycofanie ze względów ekonomicznych z eksploatacji jednostek wytwórczych, które nie wygrają aukcji głównej i dodatkowej,
- Doprecyzowanie częstotliwości i okresu przeprowadzania testowego okresu zagrożenia
- Umożliwiono operatorom systemu dystrybucyjnego, jako uczestnikom rynku mocy wgląd do rejestru rynku mocy,
- W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej będą uwzględniane jako koszty uzasadnione koszty wykonywania zadań określonych w ustawie o rynku mocy oraz koszty wprowadzenia i pobierania opłaty mocowej,
- OSD, a nie OSP odpowiedzialne za naliczanie należnej opłaty mocowej od odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
- Doprecyzowanie definicji legalnych m.in.: jednostki fizycznej, jednostki rynku mocy, dostawcy mocy,

- Doprecyzowania zasad pobierania opłaty mocowej od odbiorców końcowych przyłączonych do OSDn i przedsiębiorstw energetycznego wytwarzających energię elektryczną, przyłączonych do sieci OSD,
- Doprecyzowano informacje przedstawiane w procesie certyfikacji,
- Doprecyzowano kwestie pomocy publicznej,
- Uporządkowano przepisy w zakresie struktury przedmiotowo-podmiotowej jednostek rynku mocy,
- Uwzględniono ulgi dla odbiorców przemysłowych (przedsiębiorstw energochłonnych)

Uwagi nieuwzględnione:

- Wydłużenie okresu pomiędzy aukcją główną a rokiem dostaw,
- Wprowadzenie opłaty zastępczej zamiast kary,
- Wydłużenie umowy mocowej do 20 lat,
- Dla odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1kV i mocy umownej poniżej 40kW ustalanie stawki miesięcznej, uzależnionej od mocy umownej,
- Opłata mocowa przekazywana operatorowi w wysokości należnej, pomniejszonej o należności uznane za nieściągalne,
- Włączenie OSD w proces opracowywania projektu regulaminu rynku mocy

KPRM



AAA255615

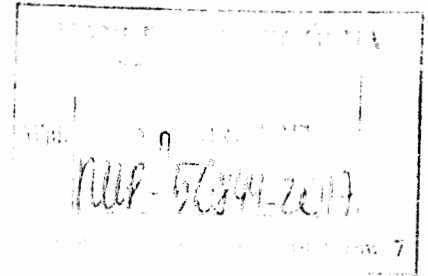


Warszawa, 23 czerwca 2017 r.

Minister
Spraw Zagranicznych

DPUE.920.1946.2016 / 6/kr

dot.: RM-10-81-17 z 26.06.2017 r.



Pani
Jolanta Rusiniak
Sekretarz Rady Ministrów

Opinia

o zgodności z prawem Unii Europejskiej projektu ustawy o rynku mocy, wyrażona przez ministra właściwego do spraw członkostwa Rzeczypospolitej Polskiej w Unii Europejskiej

Szanowna Pani Minister,

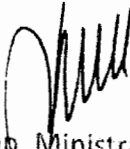
w związku z przedłożonym projektem ustawy pozwalam sobie wyrazić poniższą opinię.

Projekt ustawy nie jest sprzeczny z prawem Unii Europejskiej.

Z poważaniem

Do wiadomości:

Pan Krzysztof Tchórzewski
Minister Energii


z up. Ministra
Spraw Zagranicznych
Renata Szwarc
Podsekretarz Stanu

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA ENERGII¹⁾

z dnia

w sprawie wielkości podaży na aukcjach biletowych

Na podstawie art. 7 ust 3 ustawy z dnia ... o rynku mocy (Dz. U. poz. ...) zarządza się, co następuje:

§ 1. 1. Rozporządzenie określa wielkości podaży na aukcjach biletowych dotyczących systemów przesyłowych państw członkowskich Unii Europejskiej bezpośrednio połączonych z systemem.

2. Wielkość podaży na aukcjach biletowych organizowanych dla połączeń międzysystemowych z Niemcami, Szwecją, Czechami, Słowacją i Litwą stanowią maksymalne wielkości mocy, o których mowa w § 2.

§ 2. Maksymalna wielkość mocy jaka może zostać zakupiona na aukcji głównej dla roku dostaw ... wynosi:

- 1) ... MW dla jednostek rynku mocy, składających się z zagranicznych jednostek fizycznych, zlokalizowanych w Niemczech;
- 2) ... MW dla jednostek rynku mocy, składających się z zagranicznych jednostek fizycznych, zlokalizowanych w Szwecji;
- 3) ... MW dla jednostek rynku mocy, składających się z zagranicznych jednostek fizycznych, zlokalizowanych w Czechach;
- 4) ... MW dla jednostek rynku mocy, składających się z zagranicznych jednostek fizycznych, zlokalizowanych w Słowacji;
- 5) ... MW dla jednostek rynku mocy, składających się z zagranicznych jednostek fizycznych, zlokalizowanych w Litwie.

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

MINISTER ENERGII

¹⁾ Minister Energii kieruje działem administracji rządowej – energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 9 grudnia 2015 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. poz. 2087).

UZASADNIENIE

Projektowane rozporządzenie jest aktem wykonawczym, wypełniającym upoważnienie ustawowe zawarte w przepisie art. 7 ust. 3 ustawy z dnia ... o rynku mocy. Przedmiotowe rozporządzenie będzie aktem wykonawczym cyklicznym, tj. wydawanym corocznie, do dnia 30 września każdego roku. Wyjątkiem będzie pierwszy akt wykonawczy wydawany na podstawie art. 7 ust. 3 ustawy o rynku mocy, bowiem zgodnie z przepisem dostosowującym, określonym w art. 91 ustawy o rynku mocy, pierwsza aukcja biletowa zostanie przeprowadzona w 2019 r. Rozporządzenie minister właściwy do spraw energii będzie wydawał po zasięgnięciu opinii Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Zgodnie z upoważnieniem ustawowym rozporządzenie określa wielkości podaży na aukcjach biletowych dotyczących poszczególnych systemów przesyłowych państw członkowskich Unii Europejskiej, których systemy przesyłowe elektroenergetyczne są bezpośrednio połączone z polskim systemem elektroenergetycznym. Zatem rozporządzenie będzie określało wielkości podaży na połączeniach międzysystemowych Polski z: Niemcami, Szwecją, Czechami, Słowacją i Litwą.

Wielkość podaży będzie stanowić maksymalna wielkość mocy jaka będzie mogła zostać zakupiona na aukcji głównej dla danego roku dostaw dla poszczególnego połączenia systemowego. Wyznaczając wielkości podaży minister właściwy do spraw energii będzie uwzględniał dostępne zdolności przesyłowe, politykę energetyczną państwa oraz zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Informacje na temat dostępnych na potrzeby aukcji biletowych zdolnościach przesyłowych na połączeniach międzysystemowych, na podstawie historycznych i prognozowanych danych, operator systemu przesyłowego będzie zobowiązany przekazywać ministrowi właściwemu do spraw energii corocznie, w terminie umożliwiającym wzięcie przekazanych informacji pod uwagę przed wydaniem aktu wykonawczego, tj. do dnia 31 lipca każdego roku.

Zgodnie z przepisem końcowym rozporządzenie wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia. Termin ten wynika z konieczności możliwie wczesnego wejścia w życie regulacji, jako aktu prawnego niezbędnego do prawidłowego przeprowadzenia aukcji mocy oraz z uwagi na krótki czas na jego wydanie na osi czasu złożonych procesów na rynku mocy w ujęciu linearnym.

Projekt rozporządzenia nie podlega notyfikacji w trybie przewidzianym w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu

funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. z 2017 r. poz. 248).

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

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

<p>Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Energii w sprawie wielkości podaży na aukcjach biletowych</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Energii</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Andrzej Piotrowski, Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Energii</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Tomasz Dąbrowski, Dyrektor Departamentu Energetyki 22 693 4981</p>	<p>Data sporządzenia 29 czerwca 2017 r.</p> <p>Źródło: Upoważnienie ustawowe</p> <p>Nr w wykazie prac ...</p>
--	--

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Problemem do rozwiązania jest konieczność wydania aktu wykonawczego do ustawy o rynku mocy celem wykonania upoważnienia ustawowego zawartego w art. 7 ust. 3 ustawy. Przedmiotowe rozporządzenie będzie aktem wykonawczym cyklicznym, tj. wydawanym corocznie, do dnia 30 września każdego roku.

Zgodnie z upoważnieniem ustawowym rozporządzenie określa wielkości podaży na aukcjach biletowych dotyczących poszczególnych systemów przesyłowych państw członkowskich Unii Europejskiej, których systemy przesyłowe elektroenergetyczne są bezpośrednio połączone z polskim systemem elektroenergetycznym. Zatem rozporządzenie będzie określało wielkości podaży na połączeniach międzysystemowych Polski z: Niemcami, Szwecją, Czechami, Słowacją i Litwą.

Wielkość podaży będzie stanowić maksymalna wielkość mocy jaka będzie mogła zostać zakupiona na aukcji głównej dla danego roku dostaw dla poszczególnego połączenia systemowego.

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

W związku z faktem, że upoważnienie ustawowe przewiduje do uregulowania materię określenia podaży na aukcjach biletowych w drodze rozporządzenia ministra właściwego do spraw energii, narzędzie interwencji wynika wprost z przepisów ustawy. Rekomendowanym rozwiązaniem jest wydanie rozporządzenia w zakresie i na podstawie upoważnienia przewidzianego w ustawie. Oczekiwany efekt jest wyznaczenie wielkości podaży na połączeniach międzysystemowych w celu umożliwienia przeprowadzenia aukcji biletowych.

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

W Wielkiej Brytanii organizowana jest aukcja dla połączeń transgranicznych. Wolumen mocy na te aukcji jest proponowany przez operatora sieci przesyłowej (National Grid) i zatwierdzany przez władze centralne. Z kolei Francja w decyzji Komisji z dnia 8 listopada 2016 r. C(2016) 7086 final została zobowiązana do bezpośredniego otwarcia rynku mocy na moce zagraniczne.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP)	1	Projekt ustawy	Obowiązek terminowego przekazywania ministrowi właściwemu do spraw energii informacji o dostępnych zdolnościach przesyłowych na połączeniach międzysystemowych.
Prezes URE	1	Projekt ustawy	Coroczne opiniowanie projektu rozporządzenia ministra właściwego do spraw energii
Minister Energii	1	Projekt ustawy	Obowiązek corocznego wydawania rozporządzenia ws parametrów aukcji, w terminie do 30 września każdego roku.

Uczestnicy aukcji biletowych		Projekt rozporządzenia	Skonkretyzowana wielkość podaży aukcji biletowych będzie wpływać na ilość i poziom ofert składanych przez uczestników zagranicznych w trakcie aukcji biletowych.
------------------------------	--	------------------------	--

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

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

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

Źródła finansowania

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki							
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)	
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z ... r.)	duże przedsiębiorstwa								
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw								
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe								
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa								
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw								
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe								
Niemierzalne									

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń		
8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu		
<input type="checkbox"/> nie dotyczy		
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy	
<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur <input type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy	
Komentarz:		
9. Wpływ na rynek pracy		
10. Wpływ na pozostałe obszary		
<input type="checkbox"/> środowisko naturalne <input type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> demografia <input type="checkbox"/> mienie państwowe	<input type="checkbox"/> informatyzacja <input type="checkbox"/> zdrowie
Omówienie wpływu		
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego		
Przepisy, jako określając wielkość podaży na aukcjach biletowych będą się materializować podczas każdej aukcji biletowej. Należy zwrócić uwagę na cykliczność obowiązywania przepisów – tj. wydawane będą one corocznie, nie później niż do 30 września każdego roku.		
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?		
Rozporządzenie będzie wydawane corocznie; ewaluacja efektów nastąpi po zakończeniu każdej aukcji biletowej na dany okres dostaw.		
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)		

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA ENERGII¹⁾

z dnia

w sprawie wyznaczenia parametrów aukcji mocy na rok dostaw ...

Rozdział 1

Przedmiot regulacji

Na podstawie art. 34 ust. 1 ustawy z dnia ... o rynku mocy (Dz. U. poz. ...) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) wielkości wyznaczające popyt w aukcji:
 - a) cenę wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej,
 - b) współczynnik zwiększający cenę, o której mowa w lit. a,
 - c) parametr wyznaczający wielkość mocy poniżej zapotrzebowania na moc, dla którego cena osiąga wartość maksymalną,
 - d) parametr wyznaczający wielkość mocy ponad zapotrzebowanie na moc, dla którego cena osiąga wartość minimalną równą 0,01 zł/ kW/miesiąc;
- 2) cenę maksymalną określoną dla cenobiorcy, wyznaczoną na podstawie kapitałowych i operacyjnych kosztów stałych;
- 3) maksymalną liczbę rund aukcji;
- 4) parametry techniczno-ekonomiczne (atrybuty);
- 5) minimalne wielkości obowiązków mocowych planowanych do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw, którego dotyczy aukcja główna;
- 6) korekcyjne współczynniki dyspozycyjności dla poszczególnych grup technologii;
- 7) najwyższe ceny, po których może nastąpić zawarcie umów mocowych przez właściciela jednostki w grupach jednostek rynku mocy, w przypadku odrębnego rozstrzygnięcia aukcji dla tych grup;

¹⁾ Minister Energii kieruje działem administracji rządowej – energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 9 grudnia 2015 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. poz. 2087).

8) parametry aukcji dodatkowych.

§ 2. Parametry techniczno-ekonomiczne (atrybuty) oraz korekcyjne współczynniki dyspozycyjności wyznacza się oddzielnie dla następujących grup technologii:

- 1) elektrownie na węgiel kamienny i brunatny;
- 2) elektrownie gazowo-parowe;
- 3) elektrownie gazowe;
- 4) farmy wiatrowe;
- 5) elektrownie wodne;
- 6) farmy fotowoltaiczne;
- 7) magazyny energii elektrycznej;
- 8) pozostałe rodzaje technologii.

Rozdział II

Parametry aukcji głównej na rok dostaw ...

§ 3. Cena wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej, odzwierciedlającej alternatywny koszt pozyskania mocy przez operatora poprzez budowę jednostki wytwórczej o najniższych operacyjnych i kapitałowych kosztach stałych wynosi ... zł/MW.

§ 4. Współczynnik zwiększający cenę, o której mowa w § 3, służący do wyznaczenia ceny maksymalnej obowiązującej w aukcji głównej wynosi

§ 5. Parametr wyznaczający wielkość mocy poniżej zapotrzebowania na moc, o którym mowa w art. 33 pkt 1 ustawy, wynosi

§ 6. Parametr wyznaczający wielkość mocy ponad zapotrzebowanie zapotrzebowania na moc, o którym mowa w art. 33 pkt 1 ustawy, wynosi

§ 7. Cena maksymalna określona dla cenobiorcy wynosi ... zł/MW.

§ 8. Maksymalna liczba rund aukcji głównej wynosi

§ 9. 1. Parametry techniczno-ekonomiczne (atrybuty) dla nowej jednostki rynku mocy wytwórczej uprawniające do oferowania w aukcji głównej obowiązków mocowych na nie więcej niż 15 okresów dostaw określa załącznik nr 1 do rozporządzenia.

2. Parametry techniczno-ekonomiczne (atrybuty) dla nowej jednostki rynku mocy wytwórczej uprawniające do oferowania w aukcji głównej obowiązków mocowych na nie więcej niż 5 okresów dostaw określa załącznik nr 2 do rozporządzenia.

3. Parametry techniczno-ekonomiczne (atrybuty) dla modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej uprawniające do oferowania w aukcji głównej obowiązków mocowych na nie więcej niż 5 okresów dostaw określa załącznik nr 3 do rozporządzenia.

§ 10. Minimalne wielkości obowiązków mocowych planowanych do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych na rok dostaw ... wynoszą ... MW w każdym kwartale:

§ 11. Korekcyjne współczynniki dyspozycyjności na rok dostaw ... określa załącznik nr 4 do rozporządzenia.

Rozdział III

Parametry aukcji dodatkowych na rok dostaw ...

§ 12. Cena wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej, odzwierciedlającej alternatywny koszt pozyskania mocy przez operatora poprzez budowę jednostki wytwórczej o najniższych operacyjnych i kapitałowych kosztach stałych wynosi ... zł/MW.

§ 13. Współczynnik zwiększający cenę, o której mowa w §12, służący do wyznaczenia ceny maksymalnej w danej aukcji dodatkowej wynosi:

- 1) ... dla aukcji dodatkowej, której okresem dostaw jest I kwartał roku dostaw ...
- 2) ... dla aukcji dodatkowej, której okresem dostaw jest II kwartał roku dostaw ...
- 3) ... dla aukcji dodatkowej, której okresem dostaw jest III kwartał roku dostaw ...
- 4) ... dla aukcji dodatkowej, której okresem dostaw jest IV kwartał roku dostaw

§ 14. Parametr wyznaczający wielkość mocy poniżej zapotrzebowania na moc, o którym mowa w art. 33 pkt 1 ustawy, wynosi:

- 1) ... dla aukcji dodatkowej, której okresem dostaw jest I kwartał roku dostaw ...
- 2) ... dla aukcji dodatkowej, której okresem dostaw jest II kwartał roku dostaw ...
- 3) ... dla aukcji dodatkowej, której okresem dostaw jest III kwartał roku dostaw ...
- 4) ... dla aukcji dodatkowej, której okresem dostaw jest IV kwartał roku dostaw

§ 15. Parametr wyznaczający wielkość mocy ponad zapotrzebowanie zapotrzebowania na moc, o którym mowa w art. 33 pkt 1 ustawy, wynosi:

- 1) ... dla aukcji dodatkowej, której okresem dostaw jest I kwartał roku dostaw ...
- 2) ... dla aukcji dodatkowej, której okresem dostaw jest II kwartał roku dostaw ...
- 3) ... dla aukcji dodatkowej, której okresem dostaw jest III kwartał roku dostaw ...
- 4) ... dla aukcji dodatkowej, której okresem dostaw jest IV kwartał roku dostaw

§ 16. Cena maksymalna określona dla cenobiorcy wynosi ... zł/MW w każdej aukcji dodatkowej na rok dostaw

§ 17. Maksymalna liczba rund każdej aukcji dodatkowej na rok dostaw ... wynosi ...

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

MINISTER ENERGII

Załącznik
do rozporządzenia
Ministra Energii
z dnia ... (poz. ...)

Załącznik nr 1

RODZAJ TECHNOLOGII	JEDNOSTKOWY POZIOM NAKLADÓW FINANSOWYCH,	SPRAWNOŚĆ WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ NETTO	WSKAŹNIK JEDNOSTKOWEJ EMISJI DWUTLENKU WĘGLA	WSKAŹNIKI JEDNOSTKOWEJ EMISJI TLENKÓW SIARKI
<i>Jednostka</i>	<i>zł/MW</i>	<i>%</i>	<i>g/kWh</i>	<i>g/KWh</i>
elektrownie na węgiel kamienny i brunatny				
elektrownie gazowo-parowe				
elektrownie gazowe				
farmy wiatrowe				
elektrownie wodne				
farmy fotowoltaiczne				
magazyny energii elektrycznej				
pozostałe rodzaje technologii				

Załącznik nr 2

RODZAJ TECHNOLOGII	JEDNOSTKOWY POZIOM NAKLADÓW FINANSOWYCH,	SPRAWNOŚĆ WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ NETTO	WSKAŹNIK JEDNOSTKOWEJ EMISJI DWUTLENKU WĘGLA	WSKAŹNIKI JEDNOSTKOWEJ EMISJI TLENKÓW SIARKI
<i>Jednostka</i>	<i>zł/MW</i>	<i>%</i>	<i>g/kWh</i>	<i>g/KWh</i>
elektrownie na węgiel kamienny i brunatny				
elektrownie gazowo- parowe				
elektrownie gazowe				
farmy wiatrowe				
elektrownie wodne				
farmy fotowoltaiczne				
magazyny energii elektrycznej				
pozostałe rodzaje technologii				

Załącznik nr 3

RODZAJ TECHNOLOGII	JEDNOSTKOWY POZIOM NAKLADÓW FINANSOWYCH,	SPRAWNOŚĆ WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ NETTO	WIELKOŚĆ ZMIANY JEGO JEDNOSTKOWEJ EMISJI JEDNOSTKOWEJ EMISJI DWUTLENKU WĘGLA	WSKAŹNIKI JEDNOSTKOWEJ EMISJI TLENKÓW SIARKI
<i>Jednostka</i>	<i>zł/MW</i>	<i>%</i>	<i>g/kWh</i>	<i>g/KWh</i>
elektrownie na węgiel kamienny i brunatny				
elektrownie gazowo-parowe				
elektrownie gazowe				
farmy wiatrowe				
elektrownie wodne				
farmy fotowoltaiczne				
magazyny energii elektrycznej				
pozostałe rodzaje technologii				

Załącznik nr 4

RODZAJ TECHNOLOGII	KOREKCYJNY WSPÓLCZYNNIK DYSPOZYCYJNOŚCI WYRAŻONY W %
elektrownie na węgiel kamienny i brunatny	
elektrownie gazowo-parowe	
elektrownie gazowe	
farmy wiatrowe	
elektrownie wodne	
farmy fotowoltaiczne	
magazyny energii elektrycznej	
pozostałe rodzaje technologii	

UZASADNIENIE

Projektowane rozporządzenie jest aktem wykonawczym, wypełniającym upoważnienie ustawowe zawarte w przepisie art. 34 ust. 1 ustawy z dnia ... o rynku mocy. Przedmiotowe rozporządzenie będzie aktem wykonawczym cyklicznym, tj. wydawanym corocznie, nie później niż 25 tygodnie przed rozpoczęciem każdej aukcji głównej, która będzie organizowana w okresie od 15 listopada do 31 grudnia każdego roku, przy czym operator systemu przesyłowego dokładną datę jej przeprowadzenia ogłasza corocznie do dnia 1 marca. Wyjątkiem będzie pierwszy akt wykonawczy wydawany na podstawie art. 34 ust. 1 ustawy o rynku mocy, bowiem zgodnie z przepisem dostosowującym, określonym w art. 93 ust. 2 ustawy o rynku mocy, parametry aukcji głównej mogą zostać określone łącznie w jednym akcie wykonawczym dla trzech pierwszych aukcji głównych dla których okresem dostaw będą lata 2021, 2022 i 2023. Rozporządzenie minister właściwy do spraw energii będzie wydawał po zasięgnięciu opinii Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, biorąc pod uwagę m.in. proponowane przez operatora systemu przesyłowego wartości parametrów.

Zgodnie z upoważnieniem ustawowym rozporządzenie określa parametry najbliższej aukcji głównej i najbliższych aukcji dodatkowych. Parametry aukcji są najważniejszymi czynnikami wpływającymi na przebieg aukcji mocy. Należą do nich:

- 1) wielkości wyznaczające popyt w aukcji, tj. cena wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej, współczynnik zwiększający tę cenę, parametr wyznaczający wielkość mocy poniżej zapotrzebowania na moc, dla którego cena osiąga wartość maksymalną oraz parametr wyznaczający wielkość mocy ponad zapotrzebowanie na moc, dla którego cena osiąga wartość minimalną równą 0,01 zł/kW/miesiąc;
- 2) cena maksymalna określona dla cenobiorcy, wyznaczona na podstawie kapitałowych i operacyjnych kosztów stałych;
- 3) maksymalna liczba rund aukcji;
- 4) określone dla poszczególnych grup technologii parametry techniczno-ekonomiczne (tzw. atrybuty), warunkujące kwalifikację jednostki rynku mocy wytwórczej jako nową, modernizowaną lub istniejącą jednostkę rynku mocy wytwórczej;
- 5) minimalne wielkości obowiązków mocowych planowanych do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw, którego dotyczy aukcja główna;
- 6) korekcyjne współczynniki dyspozycyjności dla poszczególnych grup technologii;

- 7) najwyższe ceny, po których może nastąpić zawarcie umów mocowych przez właściciela jednostki w grupach jednostek rynku mocy, w przypadku odrębnego rozstrzygnięcia aukcji dla tych grup;
- 8) parametry aukcji dodatkowych.

W związku z faktem, że atrybuty będą istotnym z parametrów i dotyczyć będą poszczególnych technologii, w rozporządzeniu określono grupy technologii dla których atrybuty będą odrębnie określone. Zastosowano podział na następujące grupy technologii:

- 1) elektrownie na węgiel kamienny i brunatny;
- 2) elektrownie gazowo-parowe;
- 3) elektrownie gazowe;
- 4) farmy wiatrowe;
- 5) elektrownie wodne;
- 6) farmy fotowoltaiczne;
- 7) magazyny energii elektrycznej;
- 8) pozostałe rodzaje technologii.

Natomiast same atrybuty obejmują:

- 1) jednostkowy poziom nakładów finansowych,
- 2) sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto, a w przypadku jednostek kogeneracji także sprawność ogólną netto lub
- 3) wskaźnik jednostkowej emisji dwutlenku węgla albo wielkość zmiany jego jednostkowej emisji, lub
- 4) wskaźniki jednostkowej emisji tlenków siarki, tlenków azotu oraz pyłów albo wielkości zmian ich jednostkowej emisji, lub
- 5) minimum techniczne wytwarzania energii elektrycznej wyrażone w stosunku do mocy osiągalnej netto, szybkość zmiany wielkości wytwarzania energii elektrycznej lub czas uruchomienia jednostki fizycznej wytwórczej.

Każdej z wielkości określającej parametr aukcji przypisano konkretną wartość wyrażoną w zastosowanej do poszczególnego parametru odpowiedniej jednostce. Ze względu na czytelność atrybutów oraz korekcyjnych współczynników dyspozycyjności, biorąc pod uwagę konieczność ich odrębnego określenia dla poszczególnych rodzajów technologii, zdecydowano się na określenie ich w tabelarycznym zestawieniu, stanowiącym załączniki do rozporządzenia.

Z uwagi na treść przepisu upoważniającego, który nakłada obowiązek określenia również parametrów aukcji dodatkowych, proponuje się ich określenie w niniejszym rozporządzeniu, z uwzględnieniem treści art. 32 ust. 6 ustawy o rynku mocy, zgodnie z którym parametrami aukcji dodatkowych są niektóre parametry wyznaczone dla aukcji głównej dla tego samego roku dostaw, z tym, że wyznaczane odpowiednio dla kwartałów dostaw. Do parametrów tych należą: wielkości wyznaczające popyt w aukcji, cena maksymalna określona dla cenobiorcy, wyznaczona na podstawie kapitałowych i operacyjnych kosztów stałych, maksymalna liczba rund aukcji oraz korekcyjne współczynniki dyspozycyjności.

Należy zwrócić uwagę, że przedmiotowe rozporządzenie jako pierwszy akt wykonawczy wydany na wskazanej podstawie, określi parametry dla najbliższych trzech aukcji mocy, tj. aukcji mocy dla których okres dostaw będą przypadać lata: 2021, 2022, 2023.

Zgodnie z przepisem końcowym rozporządzenie wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia. Termin ten wynika z konieczności możliwie wczesnego wejścia w życie regulacji, jako aktu prawnego niezbędnego do prawidłowego przeprowadzenia aukcji mocy oraz z uwagi na krótki czas na jego wydanie na osi czasu złożonych procesów na rynku mocy w ujęciu linearnym.

Projekt rozporządzenia nie podlega notyfikacji w trybie przewidzianym w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

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

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

<p>Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Energii w sprawie wyznaczenia parametrów aukcji</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Energii</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Andrzej Piotrowski, Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Energii</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Tomasz Dąbrowski, Dyrektor Departamentu Energetyki 22 693 4981</p>	<p>Data sporządzenia 29 czerwca 2017 r.</p> <p>Źródło: Upoważnienie ustawowe</p> <p>Nr w wykazie prac</p>
--	--

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Problemem do rozwiązania jest konieczność wydania aktu wykonawczego do ustawy o rynku mocy celem wykonania upoważnienia ustawowego zawartego w art. 34 ust. 1 ustawy. Przedmiotowe rozporządzenie będzie aktem wykonawczym cyklicznym, tj. wydawanym corocznie, nie później niż 25 tygodnie przed rozpoczęciem każdej aukcji głównej, która będzie organizowana w okresie od 15 listopada do 31 grudnia każdego roku, przy czym operator systemu przesyłowego dokładną datę jej przeprowadzenia ogłasza corocznie do dnia 1 marca. Rozporządzenie będzie określało parametry dla trzech pierwszych aukcji głównych dla których okresem dostaw będą lata 2021, 2022 i 2023.

Zgodnie z upoważnieniem ustawowym rozporządzenie określa parametry najbliższej aukcji głównej i najbliższych aukcji dodatkowych. Parametry aukcji są najważniejszymi czynnikami wpływającymi na przebieg aukcji mocy. Należą do nich:

- 1) wielkości wyznaczające popyt w aukcji, tj. cena wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej, współczynnik zwiększający tę cenę, parametr wyznaczający wielkość mocy poniżej zapotrzebowania na moc, dla którego cena osiąga wartość maksymalną oraz parametr wyznaczający wielkość mocy ponad zapotrzebowanie na moc, dla którego cena osiąga wartość minimalną równą 0,01 zł/kW/miesiąc;
- 2) cena maksymalna określona dla cenobiorcy, wyznaczona na podstawie kapitałowych i operacyjnych kosztów stałych;
- 3) maksymalna liczba rund aukcji;
- 4) określone dla poszczególnych grup technologii parametry techniczno-ekonomiczne (tzw. atrybuty), warunkujące kwalifikację jednostki rynku mocy wytwórczej jako nową, modernizowaną lub istniejącą jednostkę rynku mocy wytwórczej;
- 5) minimalne wielkości obowiązków mocowych planowanych do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw, którego dotyczy aukcja główna;
- 6) korekcyjne współczynniki dyspozycyjności dla poszczególnych grup technologii;
- 7) najwyższe ceny, po których może nastąpić zawarcie umów mocowych przez właściciela jednostki w grupach jednostek rynku mocy, w przypadku odrębnego rozstrzygnięcia aukcji dla tych grup;
- 8) parametry aukcji dodatkowych.

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

W związku z faktem, że upoważnienie ustawowe przewiduje do uregulowania materię parametrów aukcji mocy w drodze rozporządzenia ministra właściwego do spraw energii, narzędzie interwencji wynika wprost z przepisów ustawy. Rekomendowanym rozwiązaniem jest wydanie rozporządzenia w zakresie i na podstawie upoważnienia przewidzianego w ustawie. Oczekiwany efekt jest wyznaczenie parametrów aukcji w celu umożliwienia jej przeprowadzenia.

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

W Wielkiej Brytanii parametry aukcji proponowane są przez operatora sieci przesyłowej (National Grid) i zatwierdzane przez władze centralne (Department for Business, Energy & Industrial Strategy). Parametry aukcji są publikowane w formie decyzji, lecz w polskim systemie prawnym to rozporządzenie stanowi odpowiednią formę dla parametrów skierowanych do operatora sieci przesyłowych i uczestników aukcji mocy.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP)	1	Projekt ustawy	Obowiązek terminowego przekazywania ministrowi właściwemu do spraw energii proponowanych wielkości parametrów aukcji.

Prezes URE	1	Projekt ustawy	Coroczne opiniowanie projektu rozporządzenia ministra właściwego do spraw energii.
Minister Energii	1	Projekt ustawy	Obowiązek corocznego wydawania rozporządzenia ws parametrów aukcji, w terminie 25 tygodni przed rozpoczęciem każdej aukcji głównej.
Uczestnicy aukcji mocy		Projekt rozporządzenia	Skonkretyzowane parametry aukcji będą wpływać na ilość i poziom ofert składanych w trakcie aukcji mocy.

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

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z ... r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]												
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)	
Dochody ogółem													
budżet państwa													
JST													
pozostałe jednostki (oddzielnie)													
Wydatki ogółem													
budżet państwa													
JST													
pozostałe jednostki (oddzielnie)													
Saldo ogółem													
budżet państwa													
JST													
pozostałe jednostki (oddzielnie)													
Źródła finansowania													
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń													

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki							
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)	
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z ... r.)	duże przedsiębiorstwa								
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw								
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe								

W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	
Niemierzalne		
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń		
8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu		
<input type="checkbox"/> nie dotyczy		
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy	
<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur <input type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy	
Komentarz:		
9. Wpływ na rynek pracy		
10. Wpływ na pozostałe obszary		
<input type="checkbox"/> środowisko naturalne <input type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> demografia <input type="checkbox"/> mienie państwowe	<input type="checkbox"/> informatyzacja <input type="checkbox"/> zdrowie
Omówienie wpływu		
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego		
Przepisy, jako określające parametry aukcji będą się materializować podczas każdej aukcji mocy. Należy zwrócić uwagę na cykliczność obowiązywania przepisów - tj. wydawane będą one corocznie, nie później niż 25 tygodnie przed rozpoczęciem każdej aukcji głównej, która będzie organizowana w okresie od 15 listopada do 31 grudnia każdego roku.		
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?		
Rozporządzenie będzie wydawane corocznie; ewaluacja efektów nastąpi po zakończeniu każdej aukcji na dany okres dostaw.		
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)		

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA ENERGII ¹⁾

z dnia

**w sprawie wyznaczenia zapotrzebowania na moc w aukcjach mocy na rok dostaw 2021,
2022 i 2023**

Na podstawie art. 35 ust. 1 ustawy z dnia ... o rynku mocy (Dz. U. poz. ... zarządza się, co następuje:

§ 1. Zapotrzebowanie na moc w aukcji mocy, o którym mowa w art. 33 ustawy z dnia ... o rynku mocy, zwanej dalej „ustawą”, wynosi:

- 1) ... MW – na okres dostaw przypadający w roku 2021;
- 2) ... MW – na okres dostaw przypadający w roku 2022;
- 3) ... MW – na okres dostaw przypadający w roku 2023.

§ 2. Zapotrzebowanie na moc w aukcji mocy, o którym mowa w art. 32 ust. 5 pkt 1 ustawy, wynosi:

- 1) na okres dostaw przypadający w roku 2021 dla:
 - a) grupy jednostek rynku mocy, składającej się z jednostek, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a ustawy – ... MW,
 - b) grupy jednostek rynku mocy składającej się z jednostek, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. b i c ustawy – ... MW;
- 2) na okres dostaw przypadający w roku 2022 dla:
 - a) grupy jednostek rynku mocy, składającej się z jednostek, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a ustawy – ... MW,
 - b) grupy jednostek rynku mocy składającej się z jednostek, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. b i c ustawy – ... MW;
- 3) na okres dostaw przypadający w roku 2023 dla:

¹⁾ Minister Energii kieruje działem administracji rządowej – energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 9 grudnia 2015 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. poz. 2087).

- a) grupy jednostek rynku mocy, składającej się z jednostek, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a ustawy – ... MW,
- b) grupy jednostek rynku mocy składającej się z jednostek, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. b i c ustawy – ... MW;

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

MINISTER ENERGII

UZASADNIENIE

Projektowane rozporządzenie jest aktem wykonawczym, wypełniającym upoważnienie ustawowe zawarte w przepisie art. 35 ust. 1 ustawy z dnia ... o rynku mocy. Przedmiotowe rozporządzenie będzie aktem wykonawczym cyklicznym, tj. wydawanym corocznie, nie później niż 2 tygodnie przed rozpoczęciem każdej aukcji głównej, która będzie organizowana w okresie od 15 listopada do 31 grudnia każdego roku, przy czym operator systemu przesyłowego dokładną datę jej przeprowadzenia ogłasza corocznie do dnia 1 marca. Wyjątkiem będzie pierwszy akt wykonawczy wydawany na podstawie art. 35 ust. 1 ustawy o rynku mocy, bowiem zgodnie z przepisem dostosowującym, określonym w art. 93 ust. 2 ustawy o rynku mocy, zapotrzebowanie na moc może zostać określone łącznie w jednym akcie wykonawczym dla trzech pierwszych aukcji głównych dla których okresem dostaw będą lata 2021, 2022 i 2023. Rozporządzenie minister właściwy do spraw energii będzie wydawał po zasięgnięciu opinii Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, biorąc pod uwagę m.in. proponowane przez operatora systemu przesyłowego wartości parametrów.

Zgodnie z upoważnieniem ustawowym rozporządzenie określa zapotrzebowanie na mocy w aukcji mocy, jako jednego z elementów popytu w aukcji mocy, wyznaczone na podstawie prognozowanego zapotrzebowania na moc w systemie w danym okresie dostaw, wymaganego poziomu rezerw mocy ponad zapotrzebowanie w danym okresie dostaw wyznaczonego na podstawie standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych (tzw. LOLE) oraz odpowiedniej wielkości mocy (zapewnianej przez jednostki fizyczne nie wchodzące w skład jednostek rynku mocy; wynikającej z obowiązujących już umów mocowych na ten sam okres dostaw; połączeń międzysystemowych czy mocy planowanych do pozyskania w aukcjach dodatkowych).

Drugim elementem, który określa rozporządzenie jest zapotrzebowanie na moc oczekiwane do pokrycia odpowiednio przez grupy jednostek (tzw. koszyki): nowych modernizowanych oraz istniejących. Stanowią one będą dodatkowe parametry aukcji głównej, w przypadku ustalenia odrębnych zasad rozstrzygnięcia aukcji głównej.

Należy zwrócić uwagę, że przedmiotowe rozporządzenie jako pierwszy akt wykonawczy wydany na wskazanej podstawie, określi zapotrzebowanie na moc dla najbliższych trzech aukcji głównych, tj. aukcji mocy dla których okres dostaw będą przypadać lata: 2021, 2022, 2023.

Zgodnie z przepisem końcowym rozporządzenie wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia. Termin ten wynika z konieczności możliwie wczesnego wejścia w życie regulacji, jako aktu prawnego niezbędnego do prawidłowego przeprowadzenia aukcji mocy oraz z uwagi na krótki czas na jego wydanie na osi czasu złożonych procesów na rynku mocy w ujęciu linearnym.

Projekt rozporządzenia nie podlega notyfikacji w trybie przewidzianym w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

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

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

<p>Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Energii w sprawie wyznaczenia zapotrzebowania na moc w aukcjach mocy na rok dostaw 2021, 2022 i 2023</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Energii</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Andrzej Piotrowski, Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Energii</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Tomasz Dąbrowski, Dyrektor Departamentu Energetyki 22 693 4981</p>	<p>Data sporządzenia 29 czerwca 2017 r.</p> <p>Źródło: Upoważnienie ustawowe</p> <p>Nr w wykazie prac</p>
---	--

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Problemem do rozwiązania jest konieczność wydania aktu wykonawczego do ustawy o rynku mocy celem wykonania upoważnienia ustawowego zawartego w art. 35 ust. 1 ustawy. Przedmiotowe rozporządzenie będzie aktem wykonawczym cyklicznym, tj. wydawanym corocznie, nie później niż 2 tygodnie przed rozpoczęciem każdej aukcji głównej, która będzie organizowana w okresie od 15 listopada do 31 grudnia każdego roku, przy czym operator systemu przesyłowego dokładną datę jej przeprowadzenia ogłasza corocznie do dnia 1 marca. Rozporządzenie będzie określało zapotrzebowanie na moc dla trzech pierwszych aukcji głównych dla których okresem dostaw będą lata 2021, 2022 i 2023.

Zgodnie z upoważnieniem ustawowym rozporządzenie określa zapotrzebowanie na mocy w aukcji mocy, jako jednego z elementów popytu w aukcji mocy, wyznaczone na podstawie prognozowanego zapotrzebowania na moc w systemie w danym okresie dostaw, wymaganego poziomu rezerw mocy ponad zapotrzebowanie w danym okresie dostaw wyznaczonego na podstawie standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych (tzw. LOLE) oraz odpowiedniej wielkości mocy (zapewnianej przez jednostki fizyczne nie wchodzące w skład jednostek rynku mocy; wynikającej z obowiązujących już umów mocowych na ten sam okres dostaw; połączeń międzysystemowych czy mocy planowanych do pozyskania w aukcjach dodatkowych).

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

W związku z faktem, że upoważnienie ustawowe przewiduje do uregulowania materię poziomu zapotrzebowania na moc w drodze rozporządzenia ministra właściwego do spraw energii, narzędzie interwencji wynika wprost z przepisów ustawy. Rekomendowanym rozwiązaniem jest wydanie rozporządzenia w zakresie i na podstawie upoważnienia przewidzianego w ustawie. Oczekiwany efekt jest wyznaczenie poziomu zapotrzebowania na moc w celu umożliwienia przeprowadzenia aukcji mocy.

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

W Wielkiej Brytanii prognozowane zapotrzebowanie na moc jest proponowane przez operatora sieci przesyłowej (National Grid) i zatwierdzane przez władze centralne (Department for Business, Energy & Industrial Strategy).

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP)	1	Projekt ustawy	Obowiązek terminowego przekazywania ministrowi właściwemu do spraw energii proponowanych wielkości parametrów aukcji.
Prezes URE	1	Projekt ustawy	Coroczne opiniowanie projektu rozporządzenia ministra właściwego do spraw energii.
Minister Energii	1	Projekt ustawy	Obowiązek corocznego wydawania rozporządzenia ws parametrów aukcji, w terminie

			2 tygodni przed rozpoczęciem każdej aukcji głównej.
Uczestnicy aukcji mocy		Projekt rozporządzenia	Skonkretyzowany parametr aukcji (PZM) będzie wpływać na ilość i poziom ofert składanych w trakcie aukcji mocy.

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

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

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

Źródła finansowania	
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z ... r.)	duże przedsiębiorstwa							
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe							
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa							
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe							
Niemierzalne								

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń		
8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu		
<input type="checkbox"/> nie dotyczy		
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy	
<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur <input type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektroniczności.	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy	
Komentarz:		
9. Wpływ na rynek pracy		
10. Wpływ na pozostałe obszary		
<input type="checkbox"/> środowisko naturalne <input type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> demografia <input type="checkbox"/> mienie państwowe	<input type="checkbox"/> informatyzacja <input type="checkbox"/> zdrowie
Omówienie wpływu		
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego		
Przepisy, jako określając poziom zapotrzebowania na moc jako jeden z parametrów aukcji będą się materializować podczas każdej aukcji mocy. Należy zwrócić uwagę na cykliczność obowiązywania przepisów - tj. wydawane będą one corocznie, nie później niż 2 tygodnie przed rozpoczęciem każdej aukcji głównej, która będzie organizowana w okresie od 15 listopada do 31 grudnia każdego roku.		
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?		
Rozporządzenie będzie wydawane corocznie; ewaluacja efektów nastąpi po zakończeniu każdej aukcji na dany okres dostaw.		
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)		

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA ENERGII¹⁾

z dnia

w sprawie zabezpieczenia finansowego wykonania obowiązku mocowego

Na podstawie art. 50 ustawy z dnia ... o rynku mocy (Dz. U. poz. ...) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) wysokość zabezpieczenia finansowego odniesioną do wielkości obowiązku mocowego;
- 2) formy, w jakich zabezpieczenie może być złożone;
- 3) termin ustanowienia i zwrotu zabezpieczenia finansowego;
- 4) minimalny poziom ratingu, stanowiący podstawę do zwolnienia z obowiązku ustanowienia zabezpieczenia finansowego oraz instytucje uprawnione do jego dokonania.

§ 2. Wysokość zabezpieczenia finansowego stanowi ... % planowanego wynagrodzenia za wykonanie obowiązku mocowego przez dostawcę mocy, któremu operator wydał certyfikat warunkowy, o którym mowa w art. 26 ust. 1 ustawy z dnia ... o rynku mocy.

§ 3. Dostawca mocy jest obowiązany do wniesienia zabezpieczenia finansowego w terminie 30 dni przed przystąpieniem do aukcji głównej.

§ 4. Zwrot zabezpieczenia finansowego następuje w terminie 30 dni od dnia wykonania obowiązku mocowego, który stanowił przedmiot zabezpieczenia finansowego.

§ 5. Zabezpieczenie finansowe może mieć formę:

- 1) depozytu wpłacanego na odrębny rachunek bankowy prowadzony dla operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego prowadzony w Banku Gospodarstwa Krajowego, lub
- 2) gwarancji ubezpieczeniowej złożonej do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, lub

¹⁾ Minister Energii kieruje działem administracji rządowej – energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 9 grudnia 2015 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. poz. 2087).

- 3) gwarancji bankowej złożonej do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

§ 6. W przypadku zabezpieczenia finansowego w formie gwarancji ubezpieczeniowej lub gwarancji bankowej gwarantem może być wyłącznie instytucja finansowa:

- 1) mająca siedzibę na terytorium państwa członkowskiego;
- 2) o minimalnym poziomie oceny inwestycyjnej (rating):
 - a) na poziomie co najmniej ... – wydany przez agencję ratingową Standard&Poor's,
 - b) na poziomie co najmniej ... – wydany przez agencję ratingową Moody's,
 - c) na poziomie co najmniej ... – wydany przez agencję ratingową Fitch Ratings.

§ 7. Dostawcę mocy zwalnia się z obowiązku ustanowienia zabezpieczenia finansowego w przypadku, gdy dostawca ten posiada rating dokonany przez instytucję oraz na minimalnym poziomie wskazanych w § 6 pkt 2.

§ 8. Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2018 r.

MINISTER ENERGII

UZASADNIENIE

Projektowane rozporządzenie jest aktem wykonawczym, wypełniającym upoważnienie ustawowe zawarte w przepisie art. 50 ustawy z dnia ... o rynku mocy.

Zgodnie z upoważnieniem ustawowym rozporządzenie określa szczegółowe warunki i sposób wnoszenia zabezpieczenia finansowego, tj. wysokość tego zabezpieczenia odniesiona do wielkości obowiązku mocowego, formę zabezpieczenia, termin ustanowienia i jego zwrotu oraz minimalnym poziom oceny inwestycyjnej (rating) który stanowi podstawę do zwolnienia dostawcy mocy z obowiązku jego ustanawiania wraz z instytucjami które będą uprawnione do dokonania tej oceny.

Przed wszystkim należy zauważyć, że obowiązek ustanowienia zabezpieczenia finansowego będzie dotyczył tych dostawców mocy, którzy uzyskali certyfikat warunkowy. Zgodnie z art. 26 ustawy z dnia ... o rynku mocy, operator może wydać certyfikat warunkowy dla nowej jednostki rynku mocy oraz dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania. Certyfikat warunkowy będzie uprawniał takiego dostawcę mocy do udziału w aukcji pod warunkiem ustanowienia na rzecz operatora zabezpieczenia finansowego. Wysokość tego zabezpieczenia, zgodnie z upoważnieniem ustawowym jest odniesiona do wielkości obowiązku mocowego. Przewiduje się, że wysokość zabezpieczenia finansowego stanowić będzie ... % planowanego wynagrodzenia za wykonanie obowiązku mocowego przez dostawcę mocy. Dostawca mocy będzie obowiązany do wniesienia zabezpieczenia finansowego w terminie 30 dni przed przystąpieniem do aukcji głównej, która odbywać będzie się od 15 listopada do 31 grudnia każdego roku. Natomiast zwrot zabezpieczenia finansowego następuje w terminie 30 dni od dnia wykonania obowiązku mocowego, który stanowił przedmiot zabezpieczenia finansowego.

W odniesieniu do dopuszczalnych form ustanowienia zabezpieczenia finansowego, skorzystano z najbardziej typowych form dla tego typu zabezpieczeń: depozyt wpłacanego na odrębny rachunek bankowy prowadzony dla operatora systemu przesyłowego, gwarancji ubezpieczeniowej lub gwarancji bankowej. Z uwagi na wagę zabezpieczenia oraz jego rzetelność dookreślono, że w przypadku zabezpieczenia finansowego w formie gwarancji ubezpieczeniowej lub gwarancji bankowej gwarantem może być wyłącznie instytucja finansowa, która ma siedzibę na terytorium państwa członkowskiego oraz posiada odpowiedni minimalny poziom oceny inwestycyjnej (rating).

Wypełniając dyspozycję przepisu art. 49 ust. 1 ustawy o rynku mocy, w rozporządzeniu określono również, że w przypadku, gdy dostawca mocy posiada rating dokonany przez instytucję oraz na minimalnym poziomie wskazanych w przepisach rozporządzenia, zwalnia się go z obowiązku ustanowienia zabezpieczenia finansowego.

Zgodnie z przepisem końcowym rozporządzenie wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2018 r. Termin ten wynika z terminu wejścia w życie ustawy i jest z nim zsynchronizowany.

Projekt rozporządzenia nie podlega notyfikacji w trybie przewidzianym w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

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

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

<p>Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Energii w sprawie zabezpieczenia finansowego wykonania obowiązku mocowego</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Energii</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Andrzej Piotrowski, Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Energii</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Tomasz Dąbrowski, Dyrektor Departamentu Energetyki 22 693 4981</p>	<p>Data sporządzenia 29 czerwca 2017 r.</p> <p>Źródło: Upoważnienie ustawowe</p> <p>Nr w wykazie prac ...</p>
--	--

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Problemem do rozwiązania jest konieczność wydania aktu wykonawczego do ustawy o rynku mocy celem wykonania upoważnienia ustawowego zawartego w art. 50 ustawy. Zgodnie z upoważnieniem ustawowym rozporządzenie określa szczegółowe warunki i sposób wnoszenia zabezpieczenia finansowego, tj. wysokość tego zabezpieczenia odniesiona do wielkości obowiązku mocowego, formę zabezpieczenia, termin ustanowienia i jego zwrotu oraz minimalnym poziom oceny inwestycyjnej (rating) który stanowi podstawę do zwolnienia dostawcy mocy z obowiązku jego ustanawiania wraz z instytucjami które będą uprawnione do dokonania tej oceny. Przedmiotowe rozporządzenie będzie dotyczyło wyłącznie podmiotów, które mają ustawowy obowiązek ustanowienia zabezpieczenia finansowego, tj. tych dostawców mocy, którzy uzyskali certyfikat warunkowy. Zgodnie z art. 26 ustawy o rynku mocy, operator może wydać certyfikat warunkowy dla nowej jednostki rynku mocy oraz dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

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

W związku z faktem, że upoważnienie ustawowe przewiduje do uregulowania materię zabezpieczenia finansowego w drodze rozporządzenia ministra właściwego do spraw energii, narzędzie interwencji wynika wprost z przepisów ustawy. Rekomendowanym rozwiązaniem jest wydanie rozporządzenia w zakresie i na podstawie upoważnienia przewidzianego w ustawie. Oczekiwany efekt jest określenie wysokości, formy i terminu ustanowienia zabezpieczenia finansowego oraz minimalnego poziomu oceny inwestycyjnej (ratingu), stanowiący podstawę do zwolnienia z obowiązku ustanowienia zabezpieczenia finansowego oraz instytucje uprawnione do jego dokonania.

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

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP)	1	Projekt rozporządzenia	Uzyskanie podstawy prawnej i procedury dot. wysokości, formy i terminu ustanowienia zabezpieczenia finansowego oraz zwalniania z niego.
Minister Energii	1	Projekt ustawy	Konieczność wydania aktu wykonawczego i wykonania upoważnienia ustawowego.
Dostawcy mocy, którzy uzyskali certyfikat warunkowy (Nowe JRM i JRM DSR)		Projekt rozporządzenia	Skonkretyzowane warunki dot. wysokości, formy i terminu ustanowienia zabezpieczenia finansowego oraz zwalniania z niego.

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

6. Wpływ na sektor finansów publicznych													
(ceny stałe z ... r.)		Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)
Dochody ogółem													
budżet państwa													
JST													
pozostałe jednostki (oddzielnie)													
Wydatki ogółem													
budżet państwa													
JST													
pozostałe jednostki (oddzielnie)													
Saldo ogółem													
budżet państwa													
JST													
pozostałe jednostki (oddzielnie)													
Źródła finansowania													
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń													
7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe													
Czas w latach od wejścia w życie zmian		Skutki											
		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)					
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z ... r.)	duże przedsiębiorstwa												
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw												
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe												
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa												
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw												
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe												
Niemierzalne													
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń													
8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu													
<input type="checkbox"/> nie dotyczy													

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy
<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur <input type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektroniczności.	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy

Komentarz:

9. Wpływ na rynek pracy

10. Wpływ na pozostałe obszary

<input type="checkbox"/> środowisko naturalne <input type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> demografia <input type="checkbox"/> mienie państwowe	<input type="checkbox"/> informatyzacja <input type="checkbox"/> zdrowie
--	--	---

Omówienie wpływu

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Przepisy wykonawcze, jako określające wysokość, formy i termin ustanowienia zabezpieczenia finansowego oraz minimalny poziom oceny inwestycyjnej (ratingu), stanowiący podstawę do zwolnienia z obowiązku ustanowienia zabezpieczenia finansowego oraz instytucje uprawnione do jego dokonania będą służyły do sprawnego ustanawiania zabezpieczenia finansowego, jego zwrotu oraz zwalniania.

Wykonanie przepisów projektowanego aktu nastąpi z dniem jego wejścia w życie, tj. z dniem 1 stycznia 2018 r.

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

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

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA ENERGII¹⁾

z dnia

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

Na podstawie art. 67 ustawy z dnia ... o rynku mocy (Dz. U. poz. ...) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przedmiot regulacji

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych rozumiany jako dopuszczalny oczekiwany czas braku dostaw mocy elektrycznej do odbiorców końcowych, wyrażony w godzinach na rok;
- 2) procedurę ogłaszania okresu zagrożenia w trybie normalnym i nagłym oraz przypadki, o których mowa w art. 54 ustawy z dnia ... o rynku mocy, zwanej dalej „ustawą”, w których operator może nie ogłaszać okresu zagrożenia pomimo obniżenia się nadwyżki mocy dostępnej w procesach planowania dobowego pracy systemu poniżej wartości wymaganej;
- 3) dni i godziny, w których może wystąpić okres zagrożenia;
- 4) sposób wyznaczania wielkości mocy dostarczonej w wyniku czasowego ograniczenia mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej przez jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania;
- 5) sposób dokonania demonstracji;

¹⁾ Minister Energii kieruje działem administracji rządowej – energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 9 grudnia 2015 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. poz. 2087).

- 6) wymagania w zakresie dopuszczalności prowadzenia obrotu obowiązkami mocowymi i ich realokacji, w tym minimalną wielkość tego obowiązku, która może być przeniesiona;
- 7) sposób obliczenia jednostkowej stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu pojęcia oznaczają:

- 1) planowanie koordynacyjne dobowe – działania prowadzone przez operatora, w wyniku których dla każdej godziny określonej przyszłej doby ustala się stany pracy zasobów wytwórczych oraz wielkości ich obciążeń, z uwzględnieniem zrównoważenia wytwarzania energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, zapewnienia wymaganych rezerw oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi;
- 2) zapotrzebowanie krajowe – suma mocy czynnej pobieranej przez wszystkich odbiorców krajowych, mocy czynnej potrzeb ogólnych elektrowni, potrzeb własnych jednostek wytwórczych oraz strat sieciowych, nieuwzględniające obniżenia zapotrzebowania w następstwie wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

Rozdział 2

Standard bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców końcowych

§ 3. 1. Standard bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców końcowych określa się jako dopuszczalną oczekiwaną liczbę godzin w roku kalendarzowym, w których dopuszcza się wystąpienie braku możliwości bieżącego zrównoważenia wytwarzania energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię wynikającego z braku dostępności dla operatora minimalnej rezerwy zdolności wytwórczych określonej w § 4.

2. Standard bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców końcowych wynosi ... godziny na rok dostaw

§ 4. Minimalna rezerwa zdolności wytwórczych na potrzeby spełnienia standardu bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców końcowych jest równa sumie mocy osiągalnej największej pracującej w polskim systemie jednostki wytwórczej i wymaganego, zgodnie z porozumieniami międzynarodowymi, zakresu regulacji pierwotnej aktywowanej w polskim systemie.

Rozdział 3

Okres zagrożenia

§ 5. Okres zagrożenia może zostać ogłoszony w okresie obowiązywania umowy mocowej od poniedziałku do soboty, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, w godzinach od 7:00 do 22:00.

§ 6. 1. Operator ogłasza okres zagrożenia na godziny, w których stosunek sumarycznej nadwyżki mocy dyspozycyjnej dostępnej dla operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego wynosi mniej niż wymagana wartość rezerwy stosowana przez operatora w planowaniu koordynacyjnym dobowym.

2. Operator ogłasza okres zagrożenia:

1) nie wcześniej niż 7 dni kalendarzowych oraz nie później niż 8 godzin przed jego rozpoczęciem (tryb normalny);

2) nie później niż 4 godziny i nie wcześniej niż 8 godzin przed jego rozpoczęciem (tryb nagły).

3. Operator ogłasza okres zagrożenia:

1) na swojej stronie internetowej;

2) w rejestrze rynku mocy;

3) poprzez bezpośrednie powiadomienie dostawców mocy w sposób określony w regulaminie, o którym mowa w art. 82 ustawy, w tym z wykorzystaniem poczty elektronicznej.

§ 7. Operator może nie ogłaszać okresu zagrożenia pomimo wystąpienia przesłanek określonych w § 6 ust. 1, jeżeli stosunek sumarycznej planowanej rezerwy mocy do planowanego zapotrzebowania jest niższy o nie więcej niż ... % od wymaganej wartości rezerwy stosowanej przez operatora w planowaniu koordynacyjnym dobowym, a przewiduje się, że niespełnienie kryterium określonego w § 6 ust. 1 będzie trwać nie dłużej niż przez kolejne ... godziny i nie więcej niż przez ... godziny w ciągu doby.

Rozdział 4

Wyznaczanie mocy dostarczanej przez jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania

§ 8. 1. Wielkość mocy dostarczonej w wyniku czasowego ograniczenia mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej przez jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania wyznacza się odrębnie dla każdej pełnej godziny czasowego ograniczenia jako różnicę pomiędzy

profilem bazowym, wyznaczonym zgodnie z metodami określonymi w § 9, oraz rzeczywistą wielkością dostaw energii elektrycznej zmierzoną we wszystkich punktach pomiarowo-rozliczeniowych tej jednostki w miejscach połączenia z siecią.

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

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

§ 9. Profil bazowy wyznacza się z zastosowaniem metody:

- 1) profilu planowanego, jeżeli dostawca mocy złożył wniosek o jej stosowanie oraz osiągnął i utrzymuje odpowiednią poprawność planowania, albo
- 2) profilu historycznego z korektą poziomu zużycia.

§ 10. 1. Dostawca mocy może złożyć do operatora wniosek o stosowanie wobec danej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania metody profilu planowanego w trybie określonym w regulaminie, o którym mowa w art. 82 ustawy.

2. Metodę profilu planowanego stosuje się od rozpoczęcia miesiąca następującego po potwierdzeniu przez operatora osiągnięcia przez okres co najmniej 30 kolejnych dni kalendarzowych odpowiedniej poprawności planowania do momentu:

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

3. W celu wykazania odpowiedniej poprawności planowania dla danej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, dostawca mocy przekazuje operatorowi, z wyprzedzeniem umożliwiającym wykorzystanie w planowaniu koordynacyjnym dobowym, plany dostaw energii elektrycznej sporządzone ze wskazaniem ilości energii dostarczanej do jednostki

rynku mocy w każdej godzinie, co najmniej dla godzin, w których mógł wystąpić okres zagrożenia.

4. Po zakończeniu każdego miesiąca, w którym dostawca mocy przekazał operatorowi plany dostaw energii elektrycznej, weryfikuje się poprawność planowania przez wyznaczenie średniego odchylenia względnego zgłaszanych planów dostaw energii elektrycznej i rzeczywistych wielkości dostaw energii elektrycznej.

5. Jeżeli w badanym okresie obejmującym 30 kolejnych dni kalendarzowych średnie względne odchylenie planów dostaw energii elektrycznej i rzeczywistej wielkości dostaw energii elektrycznej nie przekracza 15%, dostawca mocy osiąga w odniesieniu do jednostki rynku mocy odpowiednią poprawność planowania.

6. Dostawca mocy, który osiągnął uprzednio odpowiednią poprawność planowania w odniesieniu do danej jednostki rynku mocy, traci ją, jeżeli po zakończeniu miesiąca, w którym przekazywał operatorowi plany dostaw energii elektrycznej, średnie odchylenie względne planów i rzeczywistej wielkości dostaw energii elektrycznej przekracza 15%.

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

§ 11. Jeżeli dla jednostki rynku mocy stosuje się metodę profilu historycznego z korektą, profil bazowy na potrzeby wyznaczenia wielkości mocy dostarczonej w wyniku czasowego ograniczenia zużycia energii elektrycznej równa się sumie:

- 1) profilu odniesienia będącego szeregiem wartości średnich arytmetycznych rzeczywistych wielkości dostaw energii elektrycznej do jednostki rynku mocy, wyznaczonej dla każdej godziny, dla której dopuszczalne było ogłoszenie okresu zagrożenia, z odrzuceniem wartości największej i najmniejszej, w okresie odniesienia bezpośrednio poprzedzającym dzień, dla którego wyznaczany jest profil odniesienia, obejmującym 10 dni, w których nie wystąpił okres zagrożenia, ale możliwe było jego wystąpienie;
- 2) korekty profilu bazowego wyznaczonej jako różnica średniej wartości rzeczywistych wielkości dostaw energii elektrycznej dla piątej, czwartej i trzeciej godziny poprzedzających rozpoczęcie pierwszego okresu zagrożenia w danej dobie i średniej wielkości dostaw energii elektrycznej w tych samych godzinach, wynikającej z poziomu odniesienia, o którym mowa w pkt 1.

Rozdział 5

Warunki transakcji na rynku wtórnym

§ 12. 1. Obrót obowiązkami mocowymi i realokacja obowiązków mocowych odbywa się w odniesieniu do pełnych godzin.

2. Minimalna wielkość przenoszonego obowiązku mocowego w ramach obrotu obowiązkami mocowymi i realokacji obowiązków mocowych wynosi 0,001 MW.

3. W ramach obrotu obowiązkami mocowymi lub realokacji obowiązków mocowych, każdy obowiązek mocowy może podlegać dowolnej liczbie podziałów z zachowaniem zasad określonych w ust. 1 i 2.

4. Obowiązek mocowy jednostki rynku mocy może zostać przeniesiony na inną jednostkę rynku mocy, jeżeli przeniesienie obowiązku mocowego na jednostkę rynku mocy nie powoduje, że łączna wielkość obowiązków mocowych tej jednostki przekracza wynikającą z certyfikatu wydanego dla tej jednostki wartość iloczynu mocy osiągalnej oraz korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności;

5. Tryb i formę zgłaszania i potwierdzania przeniesienia obowiązku mocowego i realokacji obowiązku mocowego określa regulamin, o którym mowa w art. 82 ustawy.

Rozdział 6

Demonstracja wykonania obowiązku mocowego

§ 13. Wykazanie zdolności wykonania obowiązku mocowego, o którym mowa w art. 66 ust 1 ustawy, może dotyczyć wyłącznie godzin od 7:00 do 22:00 od poniedziałku do soboty, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy.

§ 14. Zdolność do dostarczania mocy wykazuje się:

- 1) w przypadku jednostki rynku mocy wytwórczej składającej się wyłącznie z jednostek fizycznych wytwórczych uczestniczących aktywnie w bilansowaniu zasobów systemu w ramach mechanizmu centralnego bilansowania mocy wytwórczej – poprzez wskazanie oferty bilansującej złożonej w odniesieniu do tej jednostki, przyjętej przez operatora i wykonanej na zasadach określonych w instrukcji, o której mowa w art. 9g ustawy - Prawo energetyczne;
- 2) w przypadku jednostki rynku mocy wytwórczej innej niż w pkt 1 – poprzez wskazanie jednej godziny, w której ta jednostka wytwarzała energię zgodnie ze swoim obowiązkiem mocowym;

- 3) w przypadku jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania składającej się wyłącznie z jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania uczestniczących aktywnie w bilansowaniu zasobów systemu w ramach mechanizmu centralnego bilansowania mocy wytwórczej – poprzez wskazanie oferty redukcji obciążenia złożonej w odniesieniu do tej jednostki, przyjętej przez operatora i wykonanej na zasadach określonych w instrukcji, o której mowa w art. 9g ustawy - Prawo energetyczne.
- 4) w przypadku jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania innej niż w pkt 3 – poprzez wskazanie jednej godziny, w której ta jednostka ograniczyła czasowo zużycie energii.

§ 15. 1. Jeżeli jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania, o której mowa w § 14 pkt 4, jest wykorzystywana do świadczenia na rzecz operatora usługi systemowej obejmującej redukcję zużycia energii na polecenie operatora, świadczenie takiej usługi uznaje się za demonstrację wykonania obowiązku mocowego, jeżeli w danym kwartale objętym umową mocową nastąpiło czasowe ograniczenie zużycia energii w celu realizacji tej usługi.

2. Jeżeli w pierwszych dwóch miesiącach danego kwartału realizacja tej usługi nie miała miejsca ze względu na brak wezwania przez operatora, dostawca mocy może zwrócić się do operatora przed zakończeniem kwartału z wnioskiem o to wezwanie.

3. Jeżeli operator w terminie 7 dni roboczych nie wezwał jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania do wykonania usługi, o której mowa w ust. 1, pomimo wniosku podmiotu świadczącego tę usługę, uznaje się, że zdolność do dostarczenia mocy została wykazana.

Rozdział 7

Stawka kary za niewykonanie obowiązku mocowego

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

$$SK_n = K \times \frac{PKB_{n-2}}{E_{n-2}}$$

gdzie:

SK_n – jednostkowa stawka kary w roku dostaw n ;

K – współczynnik skalarny, o którym mowa w ust. 4;

PKB_{n-2} – opublikowana przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego wartość produktu krajowego brutto, wyrażona w cenach bieżących, za rok przypadający na 2 lata przed rokiem dostaw n ; wyrażona w [mln zł];

E_{n-2} – opublikowana przez Agencję Rynku Energii S.A. ilość energii elektrycznej dostarczonej do odbiorców końcowych w krajowym systemie elektroenergetycznym w okresie roku kalendarzowego przypadającego na 2 lata przed rokiem dostaw n , wyrażona w [MWh].

2. Jednostkowa stawka kary wyrażona jest w złotych za MW w godzinie i ustalana z dokładnością do jednego grosza.

3. Jednostkową stawkę kary wyliczoną na dany rok dostaw publikuje się w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Prezesa URE, przed rozpoczęciem każdego roku dostaw.

4. Współczynnik skalarny K wynosi

§ 17. Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2018 r.

MINISTER ENERGII

UZASADNIENIE

Projektowane rozporządzenie jest aktem wykonawczym, wypełniającym upoważnienie ustawowe zawarte w przepisie art. 67 ustawy z dnia ... o rynku mocy.

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

Biorąc pod uwagę treść przepisu upoważniającego rozporządzenie określa standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, który został określony jako dopuszczalna oczekiwana liczba godzin w roku kalendarzowym, w których dopuszcza się wystąpienie braku możliwości bieżącego zrównoważenia wytwarzania energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię wynikającego z braku dostępności dla operatora minimalnej rezerwy zdolności wytwórczych. Minimalna rezerwa zdolności wytwórczych na potrzeby spełnienia standardu bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców końcowych jest równa sumie mocy osiągalnej największej pracującej w polskim systemie jednostki wytwórczej i wymaganego, zgodnie z porozumieniami międzynarodowymi, zakresu regulacji pierwotnej aktywowanej w polskim systemie.

Zgodnie z upoważnieniem ustawowym rozporządzenie określa również procedurę ogłaszania okresu zagrożenia w trybie normalnym i nagłym oraz przypadki, w których operator może nie ogłaszać okresu zagrożenia pomimo obniżenia się nadwyżki mocy dostępnej w procesach planowania dobowego pracy systemu poniżej wartości wymaganej. Zgodnie z projektem okres zagrożenia może zostać ogłoszony w okresie obowiązywania umowy mocowej od poniedziałku do soboty, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy w godzinach od 7:00 do 22:00. Operator ogłasza okres zagrożenia na godziny, w których stosunek sumarycznej nadwyżki mocy dyspozycyjnej dostępnej dla operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego wynosi mniej niż wymagana wartość rezerwy stosowana przez operatora w planowaniu koordynacyjnym dobowym. Operator ogłasza okres

zagrożenia na swojej stronie internetowej, w rejestrze rynku mocy oraz poprzez bezpośrednie powiadomienie dostawców mocy, w tym z wykorzystaniem poczty elektronicznej. Przewiduje się również, że operator może nie ogłaszać okresu zagrożenia pomimo wystąpienia przesłanek, jeżeli stosunek sumarycznej planowanej rezerwy mocy do planowanego zapotrzebowania jest niższy o nie więcej niż ... % od wymaganej wartości rezerwy stosowanej przez operatora w planowaniu koordynacyjnym dobowym, a niespełnienie tego kryterium przewiduje się, że będzie trwać nie dłużej niż przez kolejne ... godziny i nie więcej niż przez ... godziny w ciągu doby. Operator o takich przypadkach informuje niezwłocznie ministra właściwego do spraw energii oraz Prezesa URE.

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

W rozporządzeniu określono sposób dokonania demonstracji wraz z określeniem, że wykazanie zdolności wykonania obowiązku mocowego może dotyczyć wyłącznie godzin od 7:00 do 22:00 od poniedziałku do soboty, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy.

Akt wykonawczy określa ponadto wymagania w zakresie dopuszczalności prowadzenia obrotu obowiązkami mocowymi i ich realokacji, w tym minimalną wielkość tego obowiązku, która może być przeniesiona. Rozporządzenie przewiduje, że obrót obowiązkami mocowymi i realokacja obowiązków mocowych odbywa się w odniesieniu do pełnych godzin, natomiast minimalna wielkość przenoszonego obowiązku mocowego w ramach rynku wtórnego wynosi 0,001 MW.

W rozporządzeniu określono również sposób obliczenia jednostkowej stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego, zgodnie ze określonym wzorem. Jednostkowa stawka kary wyrażona będzie w złotych za MW w godzinie i ustalana z dokładnością do jednego grosza.

Zgodnie z przepisem końcowym rozporządzenie wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2018 r. Termin ten wynika z terminu wejścia w życie ustawy i jest z nim zsynchronizowany.

Projekt rozporządzenia nie podlega notyfikacji w trybie przewidzianym w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

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

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

<p>Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Energii w sprawie szczegółowych warunków i sposobu wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz szczegółowych warunków zawierania transakcji na rynku wtórnym</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Energii</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Andrzej Piotrowski, Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Energii</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Tomasz Dąbrowski, Dyrektor Departamentu Energetyki 22 693 4981</p>	<p>Data sporządzenia 29 czerwca 2017 r.</p> <p>Źródło: Upoważnienie ustawowe</p> <p>Nr w wykazie prac</p>
--	--

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Problemem do rozwiązania jest konieczność wydania aktu wykonawczego do ustawy o rynku mocy celem wykonania upoważnienia ustawowego zawartego w art. 67 ustawy.

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

Biorąc pod uwagę treść przepisu upoważniającego rozporządzenie określa:

1) standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, który został określony jako dopuszczalna oczekiwana liczba godzin w roku kalendarzowym, w których dopuszcza się wystąpienie braku możliwości bieżącego zrównoważenia wytwarzania energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię wynikającego z braku dostępności dla operatora minimalnej rezerwy zdolności wytwórczych;

2) procedurę ogłaszania okresu zagrożenia w trybie normalnym i nagłym oraz przypadki, w których operator może nie ogłaszać okresu zagrożenia; okres zagrożenia może zostać ogłoszony w okresie obowiązywania umowy mocowej od poniedziałku do soboty, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy w godzinach od 7:00 do 22:00; operator może nie ogłaszać okresu zagrożenia pomimo wystąpienia przesłanek, jeżeli stosunek sumarycznej planowanej rezerwy mocy do planowanego zapotrzebowania jest niższy o nie więcej niż ... % od wymaganej wartości rezerwy stosowanej przez operatora w planowaniu koordynacyjnym dobowym, a niespełnienie tego kryterium przewiduje się, że będzie trwać nie dłużej niż przez kolejne ... godziny i nie więcej niż przez ... godziny w ciągu doby;

3) sposób wyznaczania wielkości mocy dostarczonej w wyniku czasowego ograniczenia mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej rzez jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania - wyznacza się odrębnie dla każdej pełnej godziny czasowego ograniczenia jako różnicę pomiędzy profilem bazowym oraz rzeczywistą wielkością dostaw energii elektrycznej zmierzoną we wszystkich punktach pomiarowo-rozliczeniowych tej jednostki w miejscach połączenia z siecią;

4) sposób dokonania demonstracji wraz z określeniem, że wykazanie zdolności wykonania obowiązku mocowego może dotyczyć wyłącznie godzin od 7:00 do 22:00 od poniedziałku do soboty, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy;

5) wymagania w zakresie dopuszczalności prowadzenia obrotu obowiązkami mocowymi i ich realokacji – obrót obowiązkami mocowymi i realokacja obowiązków mocowych odbywa się w odniesieniu do pełnych godzin, natomiast minimalna wielkość przenoszonego obowiązku mocowego w ramach rynku wtórnego wynosi 0,001 MW;

6) wzór obliczenia jednostkowej stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego.

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

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

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

--

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP)	1	Projekt rozporządzenia	Obowiązek stosowania się do procedury ogłaszania okresów zagrożenia, wyznaczania standardu LOLE, profilowania DSR, prowadzenia demonstracji.
Minister Energii	1	Projekt ustawy	Wykonanie upoważnienia ustawowego.
Uczestnicy aukcji mocy		Projekt rozporządzenia	Skonkretyzowane zasady wykonywania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz szczegółowe warunki zawierania transakcji na rynku wtórnym.

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

--

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

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

Źródła finansowania	
---------------------	--

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	
--	--

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki							
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)	
W ujęciu	duże przedsiębiorstwa								

pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z ... r.)	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe							
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa							
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe							
Niemierzalne								

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń

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

nie dotyczy

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

tak
 nie
 nie dotyczy

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

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

Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.

tak
 nie
 nie dotyczy

Komentarz:

9. Wpływ na rynek pracy

10. Wpływ na pozostałe obszary

środowisko naturalne
 sytuacja i rozwój regionalny
 inne:

demografia
 mienie państwowe

informatyzacja
 zdrowie

Omówienie wpływu

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Przepisy, jako określające szczegółowe warunki i sposób wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczenia i demonstrowania oraz szczegółowe warunki zawierania transakcji na rynku wtórnym będą wykonywane przez uczestników rynku mocy i będą wpływać na ich prawa i obowiązki.

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

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