

Wersja 4.0 z dnia 26.07.2019 r.

**ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA ENERGII¹⁾**

z dnia

**w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2024 oraz parametrów aukcji
dodatkowych dla roku dostaw 2021**

Na podstawie art. 34 ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9 oraz z 2019 r. poz. 42) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Parametry aukcji głównej na rok dostaw 2024

§ 1. Zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2024 wynosi 7 268 MW.

§ 2. Cena wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej, odzwierciedlająca alternatywny koszt pozyskania mocy przez operatora przez budowę jednostki wytwórczej o najniższych operacyjnych i kapitałowych kosztach stałych w aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2024 wynosi 311 zł/kW.

§ 3. Współczynnik zwiększający cenę, o której mowa w § 2, służący do wyznaczenia ceny maksymalnej obowiązującej w aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2024, wynosi 1,3.

§ 4. Parametr wyznaczający wielkość mocy poniżej zapotrzebowania na moc w aukcji głównej, dla której cena osiąga wartość maksymalną uwzględniającą współczynnik, o którym mowa w § 3, dla okresu dostaw przypadającego na rok 2024, wynosi 12,63%.

§ 5. Parametr wyznaczający wielkość mocy ponad zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej, dla której cena osiąga wartość minimalną równą 0,01 zł/kW/miesiąc, dla okresu dostaw przypadającego na rok 2024, wynosi 10,44%.

¹⁾ Minister Energii kieruje działem administracji rządowej — energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 13 grudnia 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. poz. 2314).

§ 6. Cena maksymalna określona dla cenobiorcy, wyznaczona na podstawie kapitałowych i operacyjnych kosztów stałych w aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2024 wynosi 183 zł/kW.

§ 7. Maksymalna liczba rund aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2024 wynosi 12.

§ 8. Jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych netto odniesiony do mocy osiągalnej netto, uprawniający do oferowania obowiązków mocowych w aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2024 na nie więcej niż:

- 1) 15 okresów dostaw, przez nową jednostkę rynku mocy wytwórczą, wynosi 2400 zł/kW;
- 2) 5 okresów dostaw, przez nową i modernizowaną jednostkę rynku mocy wytwórczą albo jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania, wynosi 400 zł/kW.

§ 9. Minimalne wielkości obowiązków mocowych planowanych do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2024 wynoszą:

- a) 1160 MW – dla I kwartału;
- b) 1160 MW – dla II kwartału;
- c) 1160 MW – dla III kwartału;
- d) 1160 MW – dla IV kwartału.

§ 10. Korekcyjne współczynniki dyspozycyjności dla poszczególnych grup technologii dla okresu dostaw przypadającego na rok 2024 określa się na poziomie:

- 1) 91,76% – dla turbin parowych, układów turbin parowych, turbin powietrznych, ogniw paliwowych oraz organicznego cyklu Rankine'a;
- 2) 94,82% – dla układów gazowo-parowych;
- 3) 93,48% – dla turbin gazowych pracujących w cyklu prostym oraz silników tłokowych;
- 4) 12,04% – dla turbin wiatrowych lądowych;
- 5) 18,42% – dla turbin wiatrowych morskich;
- 6) 45,97% – dla elektrowni wodnych przepływowych;
- 7) 99,29% – dla elektrowni wodnych zbiornikowo-przepływowych, zbiornikowych z członem pompowym oraz zbiornikowo-przepływowych z członem pompowym;
- 8) 1,74% – dla elektrowni słonecznych;
- 9) 96,11% – dla magazynów energii elektrycznej w postaci akumulatorów, kinetycznych zasobników energii i superkondensatorów;

- 10) 100% – dla jednostek redukcji zapotrzebowania;
- 11) 89,30 % – dla pozostałych rodzajów technologii.

§ 11. Maksymalne wolumeny obowiązków mocowych dla stref, o których mowa w art. 6 ust. 6 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, dla okresu dostaw przypadającego na rok 2024 wynoszą 0.

Rozdział 2

Parametry aukcji dodatkowych na rok dostaw 2021

§ 12. Zapotrzebowanie na moc w aukcjach dodatkowych dla okresu dostaw przypadającego na rok 2021 wynosi:

- 1) 2608 MW – dla I kwartału;
- 2) 1160 MW – dla II kwartału;
- 3) 1160 MW – dla III kwartału;
- 4) 3098 MW – dla IV kwartału.

§ 13. Cena wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej, odzwierciedlająca alternatywny koszt pozyskania mocy przez operatora przez budowę jednostki wytwórczej o najniższych operacyjnych i kapitałowych kosztach stałych w aukcjach dodatkowych dla okresu dostaw przypadającego na rok 2021, wynosi dla wszystkich kwartałów 312 zł/kW.

§ 14. Współczynnik zwiększający cenę, o której mowa w § 13, służący do wyznaczenia ceny maksymalnej obowiązującej w aukcjach dodatkowych dla okresu dostaw przypadającego na rok 2021, wynosi dla wszystkich kwartałów 1,0.

§ 15. Parametr wyznaczający wielkość mocy poniżej zapotrzebowania na moc w aukcjach dodatkowych, dla której cena osiąga wartość maksymalną uwzględniającą współczynnik, o którym mowa w § 14, dla okresu dostaw przypadającego na rok 2021 wynosi:

- 1) 18,39% – dla I kwartału;
- 2) 41,34% – dla II kwartału;
- 3) 41,34% – dla III kwartału;
- 4) 15,48% – dla IV kwartału.

§ 16. Parametr wyznaczający wielkość mocy ponad zapotrzebowanie na moc w aukcjach dodatkowych, dla której cena osiąga wartość minimalną równą 0,01 zł/kW/miesiąc, dla okresu dostaw przypadającego na rok 2021 wynosi:

- 1) 24,41% – dla I kwartału;

- 2) 54,88% – dla II kwartału;
- 3) 54,88% – dla III kwartału;
- 4) 20,55% – dla IV kwartału.

§ 17. Cena maksymalna określona dla cenobiorcy, wyznaczona na podstawie kapitałowych i operacyjnych kosztów stałych w aukcjach dodatkowych dla okresu dostaw przypadającego na rok 2021, wynosi 178 zł/kW.

§ 18. Maksymalna liczba rund aukcji dodatkowych dla okresu dostaw przypadającego na rok 2021 wynosi 12.

§ 19. Korekcyjne współczynniki dyspozycyjności dla poszczególnych grup technologii dla aukcji dodatkowych na rok dostaw 2021 określa się na poziomie:

- 1) 91,54% - dla turbin parowych, układów turbin parowych, turbin powietrznych, ogniw paliwowych oraz organicznego cyklu Rankine'a;
- 2) 91,80% - dla układów gazowo-parowych;
- 3) 93,21% - dla turbin gazowych pracujących w cyklu prostym oraz silników tłokowych;
- 4) 10,94% - dla turbin wiatrowych pracujących na lądzie;
- 5) 44,39% - dla elektrowni wodnych przepływowych;
- 6) 97,61% - dla elektrowni wodnych zbiornikowo-przepływowych, zbiornikowych z członem pompowym oraz zbiornikowo-przepływowych z członem pompowym;
- 7) 2,07% - dla elektrowni słonecznych;
- 8) 96,11% - dla magazynów energii elektrycznej w postaci akumulatorów, kinetycznych zasobników energii i superkondensatorów;
- 9) 87,76 % - dla pozostałych rodzajów technologii.

§ 20. Maksymalne wolumeny obowiązków mocowych dla stref, o których mowa w art. 6 ust. 6 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, na aukcjach dodatkowych dla okresu dostaw przypadającego na rok 2021 wynoszą dla wszystkich kwartałów:

- 1) 500 MW – dla strefy profilu synchronicznego;
- 2) 253 MW – dla Litwy;
- 3) 407 MW – dla Szwecji.

Rozdział 3

Przepis końcowy

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

MINISTER ENERGII

Za zgodność pod względem prawnym, legislacyjnym i redakcyjnym

Anna Kowalik

Dyrektor Biura Prawnego, Ministerstwo Energii

dokument podpisany elektronicznie

382262.1045312.834987, 26 lipca 2019

UZASADNIENIE

1. Potrzeba i cel wydania rozporządzenia

Projektowane rozporządzenie jest aktem wykonawczym, wypełniającym upoważnienie ustawowe zawarte w przepisie art. 34 ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2018 r. poz. 9 oraz z 2019 r. poz.42), zwanej dalej „ustawą”. Rozporządzenie określające parametry aukcji jest aktem prawnym, który zgodnie z art. 34 ustawy jest wydawany cyklicznie, nie później niż na 18 tygodni przed rozpoczęciem każdej aukcji głównej, która jest organizowana w okresie pomiędzy 1 a 22 grudnia każdego roku. Operator Systemu Przesyłowego, zwany dalej „OSP” lub „PSE”, ogłasza corocznie do dnia 1 marca dokładną datę przeprowadzenia aukcji głównej oraz aukcji dodatkowych. Zgodnie z wyznaczonymi przez OSP terminami, aukcja główna na rok dostaw ma się odbyć w dniu 12 grudnia br., a cztery aukcje dodatkowe w dniu 18 marca 2020 r. Projektowane rozporządzenie dotyczy aukcji głównej na rok dostaw 2024 przeprowadzanej w 2019 r. oraz aukcji dodatkowych na rok dostaw 2021 przeprowadzanych w 2020 r. W projektowanym rozporządzeniu nie określa się parametrów aukcji wstępnych, ponieważ aukcja główna na rok dostaw 2024 nie będzie poprzedzona aukcją wstępną, ze względu na fakt, że rok 2024 będzie rokiem, w którym źródła zagraniczne będą brały udział w rynku mocy jeszcze poprzez rozwiązania, o którym mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1 ustawy.

Minister Energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, wydaje rozporządzenie określające parametry aukcji mocy biorąc pod uwagę m.in. politykę energetyczną państwa, adekwatność stosowanych parametrów do potrzeb systemu, zapewnienie bezpieczeństwa systemu, równoprawne i niedyskryminacyjne traktowanie dostawców mocy oraz mając na względzie przewidywaną dostępność zdolności przesyłowych oraz ich udział w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Zgodnie z wymogami ustawy, OSP przedstawił Ministrowi Energii i Prezesowi URE propozycję parametrów dla aukcji głównej przeprowadzanej w 2019 r. oraz aukcji dodatkowych przeprowadzanych w 2020 r. Podobnie jak w przypadku parametrów aukcji głównych na rok dostaw 2021, 2022 oraz 2023, tak i przedstawione przez OSP parametry dla aukcji głównej na rok dostaw 2024 oraz dla aukcji dodatkowych na rok dostaw 2021, podlegały opiniowaniu przez *Zespół do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy* powołany Zarządzeniem Ministra Energii z dnia 6 lipca 2018 r. (Dz. Urz. Min. Ener. z 2018 r. poz. 15 oraz Dz. Urz. Min. Ener. z 2019 r. poz. 8), zwany dalej „Zespołem Doradczym”. Zespół ten

został powołany ze względu na przyjęty w ustawie proces ustalania parametrów aukcji, ich techniczno-ekonomiczny charakter oraz ich znaczenie dla rozstrzygnięcia aukcji mocy. Do zadań Zespołu Doradczego należało m.in. zaopiniowanie proponowanych przez OSP wartości parametrów aukcji mocy i przygotowanie propozycji współczynnika wyznaczającego cenę maksymalną na aukcji. Dokonując oceny merytorycznej parametrów Zespół Doradczy wziął pod uwagę potencjalne koszty dla odbiorców energii wynikające z opłaty mocowej oraz bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, zwanego dalej „KSE”, w danym roku dostaw.

2. Dokumenty bazowe

Projekt rozporządzenia określający parametry aukcji głównej na rok dostaw 2024 oraz aukcji dodatkowych na rok dostaw 2021 został sporządzony na podstawie następujących dokumentów:

1) „Proponowane parametry dla aukcji głównej przeprowadzanej w 2019 r. oraz dodatkowych przeprowadzanych w 2020 r.”, PSE S.A., z kwietnia 2019 r.;

2) „Raport Zespołu do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy dotyczący parametrów aukcji głównej na rok dostaw 2024 oraz parametrów aukcji dodatkowych na rok 2021” z czerwca 2019 r.;

3) Decyzja Komisji Europejskiej – „State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism” z dnia 7 lutego 2018 r.

3. Szczegółowe uzasadnienie poszczególnych parametrów

3.1. Zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej na rok dostaw 2024 (§ 1)

Zapotrzebowanie na moc w aukcji to wolumen mocy, jaki powinien zostać zakupiony na dany okres dostaw tak, aby spełniony był standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, określony w rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w *sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym* (Dz. U. poz. 1455). Standard ten, rozumiany jako dopuszczalny oczekiwany czas braku pokrycia zapotrzebowania na moc elektryczną odbiorców końcowych, powiększonego o wymaganą rezerwę mocy, został określony na 3 godziny w roku. Generalnie wyliczone zapotrzebowanie na moc w danym roku, które powinno być zakontraktowane na rynku mocy dla bezpieczeństwa dostaw, zakupywane jest na pięciu aukcjach: aukcji głównej

na pięć lat przez fizyczną dostawą mocy oraz na czterech kwartalnych aukcjach dodatkowych na rok przed fizyczną dostawą.

W celu określenia wielkości zapotrzebowania na moc w aukcji, dokonano obliczeń historycznego krajowego zapotrzebowania sieci (zapotrzebowania odbiorców), które nie uwzględnia potrzeb własnych jednostek wytwórczych. Następnie opracowano prognozy zapotrzebowania sieci na rok 2024. Prognoza zapotrzebowania została przygotowana z wykorzystaniem ścieżki rozwoju gospodarczego w Polsce opracowanej przez Ministerstwo Finansów („Wytyczne dotyczące stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowania skutków finansowych projektowanych ustaw”, 24 października 2018 r.). W ostatecznych wynikach uwzględniono dodatkowo rozwój rynku pomp ciepła i rynku pojazdów elektrycznych w Polsce w oparciu o opracowanie „Rynek pomp ciepła w Polsce w latach 2010-2017. Perspektywy rozwoju rynku pomp ciepła do 2030 roku.” oraz opracowanie wykonane dla OSP przez PSEI pt.: „Analiza wpływu rozwoju rynku pojazdów samochodów z napędem elektrycznym na zapotrzebowanie na moc i energię w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym”. Wyliczone przez PSE S.A. maksymalne zapotrzebowanie sieci w roku 2024 wyniosło dla poszczególnych kwartałów:

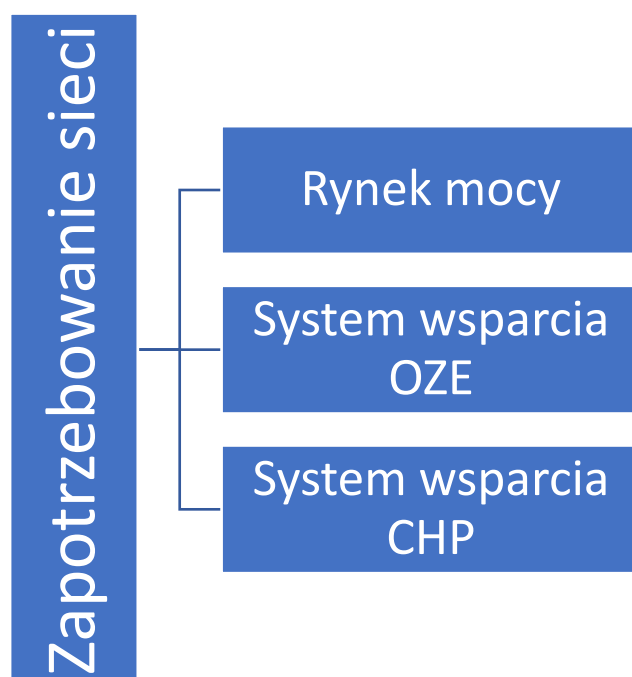
- I kwartał – 26317 MW,
- II kwartał – 22555 MW,
- III kwartał – 23381 MW,
- IV kwartał – 26114 MW.

Przy tej okazji należy wskazać, że zapotrzebowanie sieci, którego prognozy na rok 2024 wskazano powyżej, nie jest tożsame z zapotrzebowaniem brutto Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, które określone jest na podstawie sumy pomiarów generacji jednostek wytwórczych w KSE, z uwzględnieniem salda wymiany międzynarodowej. Zatem porównywanie ww. wielkości z publikowanymi przez OSP na stronie internetowej zapotrzebowaniem KSE może prowadzić do błędnych wniosków.

Zespół Doradczy nie wniósł uwag do przyjętej metodologii oraz obliczeń zapotrzebowania sieci.

Tak otrzymane prognozowane zapotrzebowanie sieci nie jest jednak mocą, którą należy zakupić na aukcji, ponieważ część jednostek fizycznych zlokalizowanych na terenie kraju

będzie brała udział w danym roku dostaw w innym systemie wsparcia. Na poniższym diagramie przedstawiono sposób pokrycia wyliczonego zapotrzebowania sieci.



Rynek mocy jest bardzo ważnym elementem polskiego systemu elektroenergetycznego, mającego na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców w horyzoncie długoterminowym. Sytuacją oczywistą jest, że im więcej mocy zostanie zakupione na aukcji mocy, tym wystąpi mniejsze zagrożenie dla poprawności bilansu mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Niemniej jednak rynek mocy nie może prowadzić do przewymiarowania KSE, a tym samym przenosić nadmiarowych kosztów funkcjonowania tego mechanizmu na odbiorców energii elektrycznej w kraju. Oznacza to m.in., że przy określaniu parametrów aukcji, szczególnie aukcji głównej, należy prawidłowo uwzględnić rozwój źródeł wytwórczych korzystających z innych systemów wsparcia.

OZE

Zespół Doradczy podczas swoich prac wniósł szereg uwag do założeń rozwoju źródeł OZE przyjętych przez PSE. Kluczowymi uwagami było niedoszacowanie przez OSP rozwoju tych źródeł. Według opinii Zespołu w przypadku tak odległej perspektywy jak rok 2024, biorąc pod uwagę trendy polityki klimatyczno-energetycznej UE oraz spadające koszty poszczególnych technologii OZE, mierzone poprzez LCOE (ang. *Levelized Cost of Electricity*), nieunikniony jest dynamiczny przyrost tych mocy w Polsce. W efekcie zapotrzebowanie

na moc w aukcji zostało obliczone przy założeniu następujących scenariuszy rozwoju OZE w Polsce:

Scenariusz Skorygowany	Jednostka	Obecnie zainstalowana moc brutto	Wariant Przewidywany Zainstalowana moc brutto	Wariant Wzrostowy Zainstalowana moc brutto
		Stan na kwiecień 2019	2024	2024
Elektrownie wiatrowe lądowe	MW	5 844,9	6 737	10 139
Elektrownie fotowoltaiczne	MW	692,9	1 739	4 918
Biogaz	MW	229,8	350	350
Elektrownie biomasowe (w tym instalacje termicznego przekształcania odpadów)	MW	880,1	975	975
Elektrownie wodne	MW	970,8	997	997

Na podstawie wyżej wymienionych założeń dotyczących rozwoju mocy zainstalowanej źródeł OZE przyjęto dwa warianty uczestnictwa tych źródeł w rynku mocy:

- wariant certyfikacja ogólna – wariant zbudowany na podstawie deklaracji składanych podczas certyfikacji ogólnej przeprowadzonej w I kwartale 2019 r.;
- wariant minimum – wariant, w którym źródła OZE w maksymalnym stopniu uczestniczą w dedykowanym dla nich systemie wsparcia i nie uczestniczą w rynku mocy.

Kogeneracja

Kolejnym elementem, który pomniejsza wielkość mocy jaką należy zakupić na rynku mocy to moc uczestnicząca w systemie wsparcia kogeneracji (CHP). Moc CHP dostępna poza rynkiem mocy w sposób bardziej skuteczny pomniejsza wolumen mocy na aukcji mocy niż moc OZE, ze względu na jej wyższe współczynniki dyspozycyjności. Ze względu na wprowadzenie nowego systemu wsparcia CHP ustawą z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. z 2019 r. poz. 42 i 412) nie wszystkie jednostki kogeneracji wezmą udział w rynku mocy z pełną mocą lub w ogóle nie wezmą udziału w aukcjach. W tym zakresie Zespół Doradczy również wniósł uwagi do założeń

poczynionych przez PSE, ponieważ w jednym z założonych wariantów nie uwzględniono nowego systemu. Jako przyczynę OSP wskazał brak na dzień opracowywania propozycji parametrów aukcji kluczowych rozstrzygnięć mechanizmu wsparcia dla jednostek kogeneracji, w tym brak rozporządzeń do ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. W wyniku korekty założeń do obliczeń finalnie przyjęto następujące warianty rozwoju CHP.

Scenariusz Skorygowany	Jednostka	Moc dostępna w jednostkach kogeneracji poza rynkiem mocy
		2024
Wariant częściowego udziału w RM	MW	2 638
Wariant minimalnego udziału w RM	MW	1 763

Ubytki sieciowe i elektrowniane

Ubytki sieciowe będące ubytkami mocy związanymi z pracą sieci określone zostały przez PSE na podstawie danych historycznych z lat 2014 – 2018 (liczone jako średnie w kwartale w godzinach 7:00 – 22:00 w dni robocze).

Ubytki elektrowniane są ubytkami mocy odzwierciedlającymi trwałą niedyspozycyjność jednostek w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Wielkość maksymalnego ubytku elektrownianego dla trzech aukcji głównych przeprowadzonych w roku 2018 Operator przyjął na poziomie 1000 MW. Z kolei w roku bieżącym PSE S.A zaproponowały wielkość o 100% większą – 2000 MW. Zakres niepewności dotyczący ubytków elektrownianych został skorygowany przez Zespół Doradczy do wartości maksymalnej wynoszącej 1000 MW.

Obliczenia zapotrzebowania na moc w aukcji głównej

Zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej zostało wyznaczone na podstawie wyników probabilistycznej oceny wystarczalności, w ramach której przeprowadzone zostały analizy określonych wariantów założeń oraz zadanych scenariuszy w ramach tych wariantów.

Warianty założeń obejmują:

- moc osiągalną źródeł wytwórczych niebiorących udziału w rynku mocy,
- występowanie strukturalnych ubytków mocy dyspozycyjnej w wyniku ograniczeń pracy sieci lub trwałych niedyspozycyjności źródeł wytwórczych.

Scenariusze w ramach wariantów dotyczą występowania lat klimatycznych i obejmują:

- roczny, godzinowy profil temperatury i związaną z tym sensytywność termiczną zapotrzebowania na moc i energię elektryczną,

- roczny, godzinowy profil współczynników wykorzystania mocy źródeł niesterowalnych, takich jak: elektrownie wiatrowe lądowe i morskie, elektrownie fotowoltaiczne.

Prognozowane zapotrzebowanie na moc w aukcji zostało wyznaczone odrębnie dla każdego kwartału roku dostaw. Kwartał o najniższym zapotrzebowaniu na moc wyznaczył zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej. Otrzymane zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej zostało pomniejszone o 1160 MW – wartość wynikającą z decyzji Komisji Europejskiej, jako wolumen przeznaczony na aukcje dodatkowe, w związku z brakiem udziału jednostek zagranicznych w aukcji głównej na rok dostaw 2024. Dodatkowo, zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej uwzględnia moc wynikającą z umów zawartych na aukcjach głównych przeprowadzonych w 2018 roku, które obejmują rok dostaw 2024 – na poziomie **13 436,422 MW**.

W efekcie wyznaczone zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej na rok dostaw 2024 wynosi **7 268 MW**.

3.2. Zapotrzebowanie na moc w aukcjach dodatkowych dla roku dostaw 2021 (§ 12) oraz minimalne wielkości obowiązków mocowych planowanych do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych na rok dostaw 2024 (§ 9)

Zapotrzebowanie na moc w aukcjach dodatkowych zostało obliczone przy użyciu metodologii opisanej w pkt. 3.1 uzasadnienia. Zapotrzebowanie na moc w aukcjach dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2021 uwzględnia wyniki aukcji głównej na ten sam rok dostaw – **22 427,066 MW**.

W 2018 r. odbyły się pierwsze aukcje mocy w Polsce, również w 2018 roku po raz pierwszy zostały określone parametry aukcji mocy. Jednymi z parametrów określonych w 2018 r. były minimalne wielkości obowiązków mocowych planowanych do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych na rok dostaw 2021. OSP w swojej propozycji parametrów w 2018 r. zaproponował wartości minimalnych wolumenów wynikające z przeprowadzonych obliczeń. Niemniej jednak wartości tych nie pomniejszono tak, aby wartości te stanowiły wartość minimalną, poprzez wskazanie wartości najmniejszej dla wszystkich kwartałów, lecz wskazano precyzyjnie wartości mocy dla każdego kwartału. Z perspektywy czasu należy zauważyć, że podejście to nie było do końca właściwym, ponieważ po dokonaniu obliczeń w roku 2019 mocy jaką należy zakupić w aukcjach dodatkowych na rok dostaw 2021, OSP uzyskał dla dwóch kwartałów wartości mniejsze, niż wskazane w 2018 r. jako minimalne.

Mając na uwadze powyższe zdecydowano, że zapotrzebowanie na moc w aukcjach dodatkowych na rok dostaw 2021 zostanie określone na podstawie najbardziej aktualnych wyników obliczeń. Dodatkowo skorygowano metodę wyznaczania minimalnych wielkości obowiązków mocowych planowanych do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych i na rok dostaw 2024 zostały one określone dla każdego kwartału jako 1160 MW.

3.3. Cena wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej - CeWe (§ 2 i § 13)

Do wyznaczenia tego parametru przyjęto następujące technologie: turbina gazowa w układzie prostym (OCGT), silnik tłokowy oraz układ gazowo-parowy (CCGT). OSP przeanalizował inwestycje w podobne źródła w Polsce i na świecie, ale ostatecznie swoją propozycję oparł na danych pochodzących z World Energy Outlook. Warto podkreślić, że pochodzące z różnych źródeł dane dotyczące całkowitych nakładów inwestycyjnych dotyczących tych samych technologii wykazują znaczne różnice. Zgodnie z rekomendacją Zespołu Doradczego cena wejścia nowej jednostki wytwórczej nie została powiększona o inflację.

Parametr	Jednostka	Turbina gazowa w układzie prostym lub silnik tłokowy		Blok gazowo-parowy
		ciekłe	gazowe	
Rodzaj paliwa	-	ciekłe	gazowe	gazowe
Nakłady inwestycyjne	<i>mln zł/MW netto</i>	2,28	2,28	3,65
WACC realny, pre-tax	%	7,22	7,22	7,22
Czas życia jednostki	<i>lata</i>	20	20	25
Koszty stałe	<i>zł/MW-rok</i>	83 600	213 700	186 000
Koszty kapitałowe	<i>zł/MW-rok</i>	219 000	219 000	319 500
Marża z rynku energii	<i>zł/MW-ro</i>	11 700	62 100	145 900
CeWe bez KWD	<i>zł/kWe-rok</i>	291	371	360

Parametr	Jednostka	Turbina gazowa w układzie prostym lub silnik tłokowy (paliwo ciekłe)	
		Aukcje dodatkowe 2021	Aukcja główna 2024
		KWD	%
CeWe	<i>zł/kWe - rok</i>	312	311

3.4. Współczynnik wyznaczający cenę maksymalną w aukcji głównej oraz w aukcjach dodatkowych - A (§ 3 i § 14)

Określenie tego parametru należy do kompetencji Ministra Energii, wobec czego parametr ten nie był proponowany przez OSP. Minister Energii przyjął w tym zakresie rekomendację Zespołu Doradczego. Mając m.in. na uwadze:

- koszty wynikające z aukcji przeprowadzonych w roku 2018,
- wolumen mocy potencjalnych cenotwórców na aukcji głównej na rok dostaw 2024,
- potrzebę stworzenia efektu zachęty do rozwoju nowych technologii i inwestycji w nowe źródła, w tym rozwój magazynów energii i DSR,
- fakt, że aukcje dodatkowe powinny być jedynie uzupełnieniem aukcji głównych i na tych aukcjach nie będzie co do zasady kreowana nowa moc

zastosowano inny współczynnik wyznaczający maksymalną cenę dla aukcji głównej na rok dostaw 2024 (1,3) oraz dla aukcji dodatkowych na rok dostaw 2021 (1,0). Poniżej w tabeli przedstawiono maksymalną cenę na aukcji, przy tak przyjętych współczynnikach A.

Parametr	Jednostka	Aukcje dodatkowe 2021	Aukcja główna 2024
Wynikowa cena maksymalna aukcji	zł/kW-rok	312	404,3

3.5. Parametry wyznaczające wielkość mocy, dla której cena osiąga wartość maksymalną (X) i minimalną (Y) (§ 4, § 5, § 15 i § 16)

Proponowane wartości parametru wyznaczającego wielkość mocy, dla której cena osiąga odpowiednio wartość minimalną albo maksymalną wyznaczono w oparciu o analizę elastyczności cenowej zapotrzebowania na moc. W ramach analizy badano elastyczność cenową popytu na moc przy założeniu, że zakup mocy odbywa się po cenie maksymalnej. Przy danej stałej cenie, redukcja popytu powoduje obniżenie kosztów zakupu mocy o iloczyn tej ceny i wielkości redukcji. Z drugiej strony, redukcja popytu (w rozpatrywanym przypadku zapotrzebowania na moc w aukcji) zwiększa wartość oczekiwaną niedostarczonej energii, a tym samym jej koszt. W ramach analiz wyznaczono punkt równowagi, w którym zysk wynikający z redukcji kosztów zakupu mocy równoważony jest przez stratę w postaci kosztu niedostarczonej energii. Proponowane wartości parametrów X i Y, zarówno dla aukcji głównej na rok dostaw 2024, jak i dla aukcji dodatkowych na rok dostaw 2021, wyznaczono na podstawie wartości CeWe oraz przyjętego parametru skalarnego A.

3.6. Cena maksymalna określona dla cenobiorcy - CeCe (§ 6 i § 17)

Maksymalna cena dla cenobiorcy odzwierciedla koszty stałe istniejących jednostek wytwórczych. Cena ta wyznaczona została na podstawie danych statystycznych publikowanych przez Agencję Rynku Energii S.A. Przy obliczaniu CeCe uwzględniono następujące koszty:

- amortyzacja;
- materiały (koszty materiałów, których wielkość nie jest uzależniona od rozmiarów produkcji);
- koszty pracy;
- pozostałe koszty działalności podstawowej (koszty wydziałów pomocniczych, podatki i opłaty oraz pozostałe koszty);
- usługi obce.

Parametr CeCe obliczono w oparciu o koszty dla dwóch największych grup jednostek w KSE, czyli elektrowni zawodowych, w których paliwem podstawowym jest węgiel kamienny i brunatny. Przyjęto średnią ważoną moc zainstalowaną netto w tych technologiach.

Źródło	Moc zainstalowana netto [MW]	Jednostkowe koszty stałe bez amortyzacji [zł/kW-rok]
Elektrownie zawodowe na węgiel brunatny	9 286,90	137,10
Elektrownie zawodowe na węgiel kamienny	15 700,80	110,35
Średnia ważona	120,29 zł/kW-rok	

Na potrzeby obliczeń dla roku 2024 przyjęto poziom jednostkowego kosztu amortyzacji na poziomie 28 zł/kW-rok (w poprzednich aukcjach była to wartość 35 zł/kW-rok). Dla roku 2021 jednostkowy koszt amortyzacji obliczono dla jednostkowych nakładów inwestycyjnych dla jednostki modernizowanej jak dla aukcji głównej dla tego roku dostaw, czyli 500 tys. zł/MW netto. Dla roku dostaw 2021 uwzględniono wartość KWD taką jak dla aukcji głównej na ten rok dostaw.

Rok dostaw	Jednostka	2021	2024
Jednostkowe koszty stałe z amortyzacją	zł/kW-rok	155	148
KWD	%	91,54	91,76
CeCe – wartość odniesienia 2019 rok	zł/kW-rok	170	162
Inflacja	%	2,50	2,50
CeCe dla roku dostaw	zł/kW-rok	178	183

Średnia ważona jednostkowych kosztów stałych bez amortyzacji uzyskana w wyniku obliczeń przeprowadzonych w roku 2019, na podstawie zaktualizowanych danych

wejściowych, była niższa o ponad 8 zł/kW–rok, od analogicznej wartości uzyskanej w roku 2018. Wartości CeCe na okresy dostaw 2021 i 2024 zostały wyznaczone z uwzględnieniem założonej inflacji, wynoszącej 2,50%, zgodnie z wartościami publikowanymi przez Ministerstwo Finansów („Wytyczne dotyczące stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowania skutków finansowych projektowanych ustaw”, 24 października 2018 r.), przy czym przy wyznaczaniu ceny maksymalnej określonej dla cenobiorcy dla aukcji głównych na lata 2021-2023 OSP przyjął wskaźnik inflacji, równy 2,58%, zgodnie z danymi prognostycznymi publikowanymi przez Narodowy Bank Polski w Ankiecie Makroekonomicznej NBP.

3.7. Maksymalna liczba rund aukcji głównej i aukcji dodatkowych (§ 7 i § 18)

Mając na uwadze doświadczenia zebrane podczas organizacji trzech aukcji mocy w roku 2018 oraz ze względu na konieczność zapewnienia niezbędnych działań dla prawidłowego oraz bezpiecznego przebiegu aukcji zalecane przez OSP są jednodniowe aukcje mocy. W 2018 r. w Polsce aukcje główne przeprowadzane były w ciągu jednego dnia, ze względu na przewidziany w ustawie o rynku mocy harmonogram. Według opinii Operatora, taki czas na przeprowadzenie procesów aukcyjnych był wystarczający. Mając powyższe na uwadze maksymalną liczbę rund zarówno dla aukcji głównej jak i dla aukcji dodatkowych skrócono z 15 do 12 rund.

3.8. Jednostkowe poziomy nakładów inwestycyjnych uprawniające do kontraktów wieloletnich (§ 8)

Zebrane przez Operatora informacje odnośnie jednostkowych nakładów inwestycyjnych dla wybranych nowych projektów energetycznych w Polsce wskazują, że istotne znaczenie w przypadku spełnienia określonego poziomu nakładów ma wielkość jednostek oraz to, czy są jednostkami kogeneracyjnymi. Zaproponowane w zeszłym roku jednostkowe nakłady inwestycyjne na poziomie 3 mln zł/MW dawały możliwość ubiegania się o umowę 15-letnią takim technologiom jak: elektrownie jądrowe, magazyny energii, elektrownie węglowe, elektrownie OZE. Zaproponowane w bieżącym roku jednostkowe nakłady inwestycyjne na poziomie 2,4 mln zł/MW netto powinny umożliwić ubieganie się o umowę 15-letnią także dużym blokom gazowo-parowym. Obniżenie nakładów z 3 mln zł/MW do 2,4 mln zł/MW netto jest zgodne z decyzją dotyczącą polskiego rynku mocy wydaną przez Komisję Europejską.

Zakłada się, że wartość jednostkowych nakładów inwestycyjnych uprawniających do umów mocowych 5-letnich na poziomie 0,4 mln zł/MW netto pozytywnie wpłynie

na oczekiwania inwestorów, zachęcając ich do modernizacji jednostek wytwórczych. Podobnie jak w przypadku nakładów inwestycyjnych uprawniających do kontraktu 15-letniego, zmiana ta nie narusza decyzji Komisji Europejskiej w sprawie polskiego rynku mocy.

3.9. Korekcyjne współczynniki dyspozycyjności - KWD (§ 10 i § 19)

Korekcyjne współczynniki dyspozycyjności służą do wyznaczenia maksymalnej wielkości obowiązku mocowego danej jednostki rynku mocy, możliwego do zaoferowania na aukcji mocy oraz rynku wtórnym. W rozporządzeniu proponuje się następujący podział na grupy technologii, dla których korekcyjne współczynniki będą określone odrębnie i będą obowiązywały w roku dostaw 2024:

- 1) turbiny parowe, układy turbin parowych, turbiny powietrzne, ogniwa paliwowe oraz organiczny cykl Rankine'a;
- 2) układy gazowo-parowe;
- 3) turbiny gazowe pracujące w cyklu prostym oraz silniki tłokowe;
- 4) turbiny wiatrowe lądowe;
- 5) turbiny wiatrowe morskie;
- 6) elektrownie wodne przepływowe;
- 7) elektrownie wodne zbiornikowo-przepływowe, zbiornikowe z członem pompowym oraz zbiornikowo-przepływowe z członem pompowym;
- 8) elektrownie słoneczne;
- 9) magazyny energii elektrycznej w postaci akumulatorów, kinetycznych zasobników energii i superkondensatorów;
- 10) jednostki redukcji zapotrzebowania;
- 11) pozostałe rodzaje technologii.

W roku 2019 OSP, zgodnie z ubiegłorocznymi rekomendacjami Zespołu Doradczego, zmienił metodologię wyznaczania KWD dla grupy bloków gazowo-parowych. Wartość współczynnika KWD dla tej grupy została wyznaczona na podstawie parametrów źródeł pracujących w Polsce, a nie źródeł zagranicznych. Zmiana założeń miała istotny wpływ na wartość KWD dla tej technologii. Ponadto, również zgodnie z ubiegłoroczną rekomendacją Zespołu Doradczego, lista podziału technologii, dla których określono korekcyjne współczynniki dyspozycyjności z ubiegłego roku, została uzupełniona o wartości KWD dla turbin wiatrowych morskich oraz jednostek redukcji zapotrzebowania. Nie wyklucza

się możliwości dalszego modyfikowania listy w przyszłości, a zwłaszcza uzupełniania jej o nowe grupy technologii, takie jak np. elektrownie jądrowe.

Wyznaczając wartości poszczególnych KWD oparto się na danych historycznych OSP, modelu klimatycznym ERA oraz bazach lat klimatycznych PECD, które zawierają szeregi czasowe współczynników wykorzystania mocy OZE. Na potrzeby wyznaczenia proponowanych wartości KWD dla tej grupy przeprowadzono analizę prawdopodobieństwa pracy elektrowni wiatrowych lądowych i elektrowni słonecznych z określoną mocą przez nieprzerwany okres co najmniej 4 godzin. Dla wszystkich grup technologii analizowano ich dyspozycyjność w dni od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni wolnych od pracy, w godzinach 7:00 - 22:00. Okres ten jest tożsamy z obowiązywaniem obowiązku mocowego. Zgodnie z przepisami ustawy oraz rozporządzenia Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. *w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym* (Dz. U. poz. 1455) to właśnie od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, w godzinach 7:00 - 22:00 może być ogłoszony okres zagrożenia, testowy okres zagrożenia, może być wykonana demonstracja oraz transakcje na rynku wtórnym.

Jeżeli ilość danych zebranych z jednostek istniejących w KSE nie była wystarczająca lub w ogóle brakowało danych, posłużono się wówczas KWD z rynków mocy innych państw.

Korekcyjne współczynniki dyspozycyjności dla aukcji dodatkowych na rok dostaw 2021 zostały określone na poziomie KWD wyznaczonych dla aukcji głównej na rok dostaw 2021 (art. 32 ust. 3 ustawy).

3.10. Maksymalne wolumeny obowiązków mocowych dla stref, o których mowa w art. 6 ust. 6 ustawy (§ 11 i § 20)

Z uwagi na fakt, że jednostki rynku mocy zagraniczne nie będą brały bezpośredniego udziału w aukcji głównej na rok dostaw 2024 wartości wolumenów obowiązków mocowych dla stref, o których mowa w art. 6 ust. 6 ustawy będą równe zero.

Jak zostało to określone w decyzji Komisji Europejskiej zatwierdzającej polski rynek mocy, w Polsce moc zagraniczna może uczestniczyć poprzez rozwiązanie przejściowe, w ramach którego moce zagraniczne uczestniczą w aukcjach dodatkowych. W związku z tym zarezerwowano określony w decyzji mocowej wolumen mocy na aukcje dodatkowe na rok dostaw 2024 wynoszący 1160 MW na każdy kwartał.

W przypadku aukcji dodatkowych na rok dostaw 2021 wzięto pod uwagę wcześniej już zarezerwowany wolumen na poszczególne połączenia międzysystemowe. W celu wyznaczenia podziału mocy na poszczególne strefy OSP dokonał obliczeń w ramach metodologii MAF (Mid-term Adequacy Forecast) opublikowanej przez ENTOSO-E oraz w oparciu o dane historyczne o przepływach na połączeniach transgranicznych oraz informacji o stanie KSE.

4. Wejście w życie rozporządzenia (§ 21)

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. Zgodnie bowiem z art. 34 ust. 2 ustawy o rynku mocy, projektowane rozporządzenie powinno zostać wydane przez Ministra Energii nie później niż 18 tygodni przed rozpoczęciem aukcji głównej. Aukcja główna na rok dostaw 2024 zostanie przeprowadzona przez OSP dnia 12 grudnia 2019 r., co skutkuje koniecznością wydania projektowanego rozporządzenia do dnia 8 sierpnia 2019 r.

5. Ocena potrzeby notyfikacji zgodnie z przepisami dotyczącymi funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych

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.).

6. Informacje na temat konsultacji

Zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) oraz § 4 i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2016 r. poz. 1006, z późn. zm.), z chwilą przekazania do uzgodnień członków Rady Ministrów, projekt rozporządzenia zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie „Rządowy Proces Legislacyjny”. Wyznaczony termin, krótszy niż 10 dni, do zajęcia stanowiska w ramach uzgodnień i konsultacji publicznych wynika z ustawowego terminu na wydanie projektowanego rozporządzenia przypadającego na dzień 8 sierpnia 2019 r. oraz z konieczności uzyskania opinii Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

7. Ocena zgodności projektu z prawem Unii Europejskiej

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.