Lp.	Numer art./ust./ pkt	Obecny zapis	Proponowana zmiana	Uzasadnienie
Uwaga ogólna/generalna				
Projekt zmiany (nowelizacji) ustawy o rynku mocy (projekt, nowelizacja) przewiduje dużo bardziej restrykcyjne traktowanie generacji JRM redukcji zapotrzebowania niż przewiduje ważna w tym zakresie opinia ACER nr 22/2019 z 17 grudnia 2019 *„on the calculation of the values of CO2 emission limits referred to in the first subparagraph of Article 22(4) of Regulation (EU) 2019/943 of 5 June 2019 on the internal market for electricity"*, która determinuje sposób traktowania źródeł wytwórczych w ramach DSR. Według niej zakaz wynagradzania w ramach rynku mocy dotyczy jedynie agregatów rezerwowych wykorzystywanych do zmniejszenia zapotrzebowania z sieci w okresach niedoboru, czyli np. elektrociepłownie, bądź silniki gazowe pracujące w podstawie i nie zmniejszające zapotrzebowania nie powinny być powodem wyłączenia całej jednostki fizycznej z rynku mocy. Jednostki te nie są wynagradzane nawet jeśli są w jednostce fizycznej mocy redukcji zapotrzebowania – obniżają profil obciążenia, od którego jest wyliczana redukcja także w przeciwieństwie do jednostek wytwórczych, produkcja energii z takich jednostek w podstawie nie jest wynagradzana. W przypadku wątpliwości co do interpretacji – można zastosować opomiarowanie „wyłączające" te źródła z jednostki fizycznej dla celów wyznaczania redukcji lub ograniczyć wynagrodzenie o wielkość zmniejszenia zapotrzebowania przez źródło emisyjne w przypadku okresu zagrożenia (chociaż niewiele z tych jednostek ma takie możliwości regulacyjne).				
Usprawnienia i doprecyzowania o charakterze technicznym – nie wpływające na zasady funkcjonowania mechanizmu rynku mocy wynikające z dotychczasowych doświadczenia z funkcjonowania rynku mocy				
1	art. 1 ust 1 pkt 7a) dotyczący art. 2 ust. 1 pkt 22) ustawy o rynku mocy	Ustawa o rynku mocy art. 2 ust. 1 pkt 22): 22) 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;	Proponujemy dodać art. 1 ust 1 pkt 7a o następującej treści: „W art 2 ust 1 pkt 22) otrzymuje brzmienie: 22) moc osiągalna netto jednostki rynku mocy – sumę mocy osiągalnych netto wszystkich jednostek fizycznych wytwórczych albo moc osiągalna zadeklarowana przez dostawcę mocy w certyfikacji ogólnej dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania nie większa niż suma mocy osiągalnych wszystkich jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania wchodzących w skład jednostki rynku mocy;"	W przypadku jednostek mocy redukcji zapotrzebowania wielkość mocy może się zmieniać sezonowo i rzeczywista moc osiągalna zagregowanej jednostki rynku mocy może być w rzeczywistości niższa niż suma mocy jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania wchodzących w jej skład jeśli np. składa się z jednostek mogących się redukować tylko w lecie lub tylko w zimie. Obecny zapis powoduje, że jest wymagane zastąpienie planowanej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania jednostkami fizycznymi, których suma mocy netto jest dokładnie, co do kW równa mocy osiągalnej planowanej jednostki redukcji zapotrzebowania, nawet jeśli moc oferowana w aukcji mocy lub na rynku wtórnym może być niższa. Takie wymaganie utrudnia racjonalne podejście do zastępowania planowanych jednostek redukcji zapotrzebowania.

2	art. 1 ust 1 pkt 15a)		15a) w art. 57 dodaje się punkt 11 w brzmieniu: „11. Operator jest zobowiązany do odwołania okresu lub okresów zagrożenia które jeszcze się nie rozpoczęły, jeśli z procesu bilansowania dobowego lub po dokonaniu aktualizacji bilansu dobowego w procesie planowania wynika że rezerwy mocy wzrosły powyżej poziomu, który jest wymagany do ogłoszenia okresu zagrożenia. Informację o odwołaniu okresu zagrożenia operator publikuje na swojej stronie internetowej i dokonując wpisu w rejestrze. Informację publikuje się nie później niż przed rozpoczęciem okresu zagrożenia."	Okres Zagrożenia jest ogłaszany w Polsce z 8 godzinnym wyprzedzeniem, nie przewiduje się możliwości jego odwołania, co może powodować, że okres zagrożenia będzie występował znacznie częściej niż rzeczywisty deficyt rezerw mocy. W tym wypadku karę otrzymają jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, które nie wykonały redukcji, chociaż w rzeczywistości deficyt mocy nie wystąpił. Wystąpienie Okresów Zagrożenia naraża uczestników rynku mocy na kary, a operatorowi stwarza dodatkowe zagrożenie nieplanowych przepływów mocy w całym systemie elektroenergetycznym. Dodatkowo, w wypadku nadmiernych rezerw mocy, ceny rozliczeniowe rynku bilansującego mogą znacząco spaść narażając uczestników rynku na straty. Negatywny efekt strat w wyniku nie odwołania Okresów Zagrożenia może zostać spotęgowany jeśli wejdzie w życie planowane przez PSE rozchylenie cen rynku bilansującego. Uczestnicy pomagający operatorowi powinni otrzymywać za to dodatkowe wynagrodzenie z rynku energii i nie powinni ponosić strat w wyniku np. ograniczania zapotrzebowania lub dodatkowej produkcji, jeśli nie jest to potrzebne. W Wielkiej Brytanii ostrzeżenie o możliwości wystąpienia deficytu mocy jest z 4 godzinnym wyprzedzeniem, ale fakt wystąpienia okresu zagrożenia sprawdza się ex-post, tzn. jeśli na skutek uaktywnienia dużej liczby jednostek deficyt mocy nie wystąpił, to nie było okresu zagrożenia (jak do tej pory tak się działo w każdym wypadku, więc nie było negatywnych konsekwencji nawet jeśli jakaś jednostka nie zrealizowała redukcji).
3	Art. 1 ust 1 pkt 17)	17) po art. 67 dodaje się art. 67a w brzmieniu: (...)	17) po art. 67 dodaje się art. 67a, 67b i 67c w brzmieniu: (...) Art. 67b. „1. Dostawca mocy, który posiada umowę mocową w stosunku do jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, składającej się	Ad. art. 67b - możliwość „naprawy" portfela jednostki rynku mocy poprzez „wymianę" odbiorców, którzy z różnych przyczyn nie mogą się wywiązać z zobowiązań, a mogą dodatkowo pogarszać sytuację portfela (odpowiednik naprawy kotła czy generatora w elektrowni). W Polsce nie przewidziano możliwości wymiany jednostek fizycznych w ramach jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania. W Wielkiej Brytanii jest taka możliwość co zwiększa pewność realizacji redukcji zapotrzebowania. Ograniczenia: odbiorca w tym samym roku nie może dołączyć do innej jednostki rynku mocy, przed

			z grupy jednostek fizycznych, może w trakcie trwania okresu dostaw dokonać usunięcia lub dodania jednostek fizycznych w trybie i w sposób wskazany w regulaminie, o którym mowa w art. 82, bez zmiany wielkości obowiązku mocowego określonego w umowie mocowej . 2. W przypadku, gdy po usunięciu jednostki fizycznej, o którym mowa w ust. 3, dostawca mocy nie dokona w tym samym kwartale kalendarzowym skutecznej demonstracji zdolności wykonania, dostawca ten jest zobowiązany do zgłoszenia do operatora gotowości do testowego okresu zagrożenia, o którym mowa w art. 67, w terminie 14 dni od dnia zakończenia kwartału, w którym nie dokonał demonstracji. 3 Ilość zmian w danej jednostce rynku mocy nie może przekroczyć 10 rocznie i nie mogą one dotyczyć więcej niż 40 obiektów." Art. 67c „1. Dostawca mocy, który zawarł umowę mocową w stosunku do więcej, niż jednej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, może zgłosić do operatora na minimum 7 dni przed rozpoczęciem kolejnego miesiąca dostaw wniosek o dokonywanie w kolejnych miesiącach demonstracji i testowych okresów zagrożenia łącznie, dla	kolejnym rokiem dostaw konieczny jest ponowny test całej jednostki, ograniczenie ilości zmian do 10 w każdej jednostce rynku mocy w jednym roku, przy czym może być zmienionych do 40 obiektów (jednostek fizycznych) w jednej jednostce rynku mocy (jedna zmiana może stanowić o zmianie wielu obiektów). Proponowane rozwiązanie jest bardziej restrykcyjne niż brytyjskie – wymaga demonstracji po kwartale w którym nastąpiła zmiana. Ad art. 67c - Na wielu rynkach mocy np. w Wielkiej Brytanii jest możliwość zadeklarowania wspólnego testu dla wielu jednostek. W Polsce nie ma takiej możliwości co zwiększa ryzyko nie wykonania redukcji. W Wielkiej Brytanii znacząco zwiększa się efekt agregacji: poziom redukcji jest uzależniony od poziomu odniesienia, który dla większości odbiorców jest zmienny. Jednak dzięki zagregowaniu wielu jednostek rynku mocy niedobory i nadwyżki mocy się znoszą. Przy testach pojedynczych jednostek (jak w Polsce) nadwyżki w jednych jednostkach nie kompensują niedoborów w innych. Ograniczenie wielkości zagregowanych jednostek rynku mocy

			więcej niż jednej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania. Wniosek taki nie może obejmować jednostek w których w danym kwartale nastąpiło usunięcie jednostek fizycznych zgodnie z art. 67b 2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1, operator dokonuje weryfikacji, czy suma mocy dostarczanej do systemu przez wszystkie jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania nie jest mniejsza, niż suma obowiązków mocowych wskazanych przez dostawce mocy tych jednostek."	w Wielkiej Brytanii zostało wprowadzone przede wszystkim, aby zwiększyć tzw. ziarnistość ofert, co pozwala na precyzyjniejsze wyznaczenie ceny i wolumenu, nie ma natomiast uzasadnienia dla ograniczenia przeprowadzania wspólnych testów redukcji: większy, zagregowany produkt zapewnia bardziej stabilny poziom redukowanej mocy. Proponowane rozwiązanie jest bardziej restrykcyjne - wniosek o wspólne testy nie może dotyczyć jednostek, w których nastąpiło usunięcie jednostek fizycznych w danym kwartale dopóki przeszły one samodzielnie demonstracji.
4	art. 1 ust 25)	25) po art. 96 dodaje się art. 96a w brzmieniu: „Art. 96a. 1. Na potrzeby certyfikacji do aukcji dodatkowych na okresy dostaw przypadające na lata 2022 – 2024 oraz pierwszy i drugi kwartał roku 2025, art. 15 ust. 6 nie stosuje się. 2. Do jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej wchodzącej w skład jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, objętej umową mocową zawartą nie później niż 31 grudnia 2019 r., art. 16 ust. 5 nie stosuje się. 3. Na potrzeby umów mocowych zawartych nie	25) po art. 96 dodaje się art. 96a w brzmieniu: „Art. 96a. 1. Na potrzeby certyfikacji do aukcji dodatkowych na okresy dostaw przypadające na lata 2022 – 2024 oraz pierwszy i drugi kwartał roku 2025, art. 15 ust. 6 nie stosuje się. 2. Do jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej wchodzącej w skład jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, objętej umową mocową zawartą nie później niż 31 grudnia 2019 r., art. 16 ust. 5 nie stosuje się. 3. Na potrzeby umów mocowych zawartych nie później niż w dniu 31 grudnia 2019 r. w wyniku aukcji głównych, art. 52 ust. 2 pkt 3 lit. ba nie stosuje się.	Możliwość skrócenia okresów dostaw dla niepotwierdzonych jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania w pierwszym roku wynikającą z następujących elementów: - ze względu na wprowadzony stan zagrożenia epidemicznego nie wszyscy klienci mogli zapoznać się z programem oraz przede wszystkim w pełni ocenić swoją zdolność do redukcji zapotrzebowania wynikającą z przejściowego lub stałego spadku zapotrzebowania oraz niepewność, co szybkości wyjścia z kryzysu i poziomu produkcji w 2021 roku; - 2021 rok to pierwszy rok obowiązywania DSR na rynku mocy i wielu klientów obawia się wziąć udział w tym programie, mimo, że do tej pory oferowano i testowano prawie 800 MW w programie gwarantowanym DSR (niestety należy zwrócić uwagę, że zdarzały się działania „dezinformacyjne" zniechęcające odbiorców do udziału w rynku mocy poprzez rozpowszechnianie informacji o okresach nieodpłatnych zagrożenia liczonych w tysiącach godzin); - możliwość opóźnienia „zastąpienia" do 30 kwietnia oraz wykonania testów do 31 maja pozwoli na uzyskanie

		później niż w dniu 31 grudnia 2019 r. w wyniku aukcji głównych, art. 52 ust. 2 pkt 3 lit. ba nie stosuje się.”;	4. W związku z wprowadzonym w 2020 roku stanem zagrożenia epidemicznego do dnia 30 października 2020 roku Dostawca Rynku Mocy, który zawarł umowy mocowe dla niepotwierdzonych Jednostek Rynku Mocy Redukcji Zapotrzebowania, dla których okres dostaw rozpoczyna się w 2021 może wystąpić do operatora o opóźnienie terminów rozpoczęcia okresów dostaw dla wskazanych umów mocowych o nie więcej niż 6 miesięcy. Termin rozpoczęcia Okresu Dostaw, nie późniejszy niż 1 lipca 2020 roku w takim wypadku powinien zostać określony we wniosku Dostawcy Mocy do Operatora o zastąpienie niepotwierdzonych Jednostek Redukcji Zapotrzebowania przez jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania złożonym nie później niż do 31 kwietnia 2021 roku, a Umowa Mocową ulegnie odpowiedniemu skróceniu. Termin przeprowadzenia testu zdolności redukcji zapotrzebowania o których mowa w art. 53, będą w takim wypadku określane na podstawie nowej daty rozpoczęcia okresu dostaw. Termin ewentualnego rozwiązania umowy mocowej w przypadku nie przeprowadzenia testu zdolności redukcji zapotrzebowania określony w art. 56 ust. 1 pkt 3 nie może być późniejszy niż 1 lipca 2021 r.” ;	dodatkowych mocy przez operatora w newralgicznym okresie letnim w przeciwnym wypadku operator zatrzymałby zabezpieczenie finansowe, ale nie miałby w dalszym ciągu krytycznych dla systemu w okresie letnim mocy; - z drugiej strony, późniejsze rozpoczęcie okresów zagrożenia oznacza niższe wypłaty wynagrodzenia na rynku mocy – *de facto* korzyści finansowe operatora mogą być wyższe – gdyż uzyskanie w okresie letnim dodatkowych mocy może być o wiele bardziej kosztowne niż DSR; - zgodnie z ostatnimi zapowiedziami w 2021 roku mogą nie zostać wprowadzone kluczowe elementy zobowiązań określonych w decyzji Komisji Europejskiej udzielającej warunkowej zgody na wprowadzenie rynku mocy oraz dyrektyw 2019/943 i 2019/941 dotyczące zwiększenia dostępu odbiorców do rynków energii (w tym rynku energii i rynku bilansującego oraz rynku usług systemowych) – w tym przez agregatorów oraz mechanizmu *scarcity pricing*. Co więcej planowane zmiany w rynku bilansującym mogą znacząco utrudnić udział aktywnych odbiorców w rynku energii poprzez ograniczenie możliwości agregacji na rynku bilansującym oraz rozchylenie cen rynku bilansującego, zwiększające koszty aktywności rynkowej dla odbiorców niezagregowanych; - Polski przemysł jest głównym beneficjentem programów DSR, a ich udział w rynku mocy może zapewnić im realne wsparcie; - w rezultacie polscy przedsiębiorcy będą mieli więcej czasu na decyzję o udziale w programie - a dodatkowe wynagrodzenie wesprze polskie firmy potrzebujące kapitału: ponad 75-90 % wynagrodzenia z DSR na rynku mocy trafia do odbiorców energii; - z drugiej strony PSE otrzyma nowe moce rezerw – wprawdzie z pewnym opóźnieniem, ale dodatkowe moce są zwykle potrzebne w sezonie letnim. Pozwoli to również uniknąć płacenia przez operatora wynagrodzenia za

				uczestnictwo w rynku mocy - do końca miesiąca kalendarzowego po udanym teście, ale nie później niż do końca czerwca - korzyści finansowe operatora będą wyższe niż samo zatrzymanie zabezpieczenia; - istnieją precedensy dotyczące przedłużania terminów - czas na uruchomienie nowych farm wiatrowych i słonecznych, które wygrały aukcje OZE, został przesunięty o wiele miesięcy. W Wielkiej Brytanii i Irlandii zrobiono derogacje idące daleko dalej, np. w Wielkiej Brytanii można rozpocząć okres dostawy nawet w ostatnim miesiącu nie tracąc kontraktu ani zabezpieczenia; - po stronie generacji, jedynymi podmiotami, które mogą utracić zabezpieczenia finansowe i kontrakty, są nowe i zmodernizowane elektrownie, które nie tracą nawet 15-17 lat kontraktu, nawet w wyniku opóźnienia uruchomienia inwestycji na 3 lat (kara za opóźnienie o pół roku 15-letniego kontraktu wynosi zgodnie z projektem około 2% wartości całego kontraktu), dlatego opóźnienie dotyczące Jednostek Rynku Mocy Redukcji zapotrzebowania nie byłoby preferencją jednostronną. Zgodnie z obecnymi regulacjami Dostawca mocy posiadający Umowy mocowe dla planowanych jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania powinien powiadomić operatora o zastąpieniu planowanych jednostek redukcji zapotrzebowania przez jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania do końca września - po tym czasie nie można utrzymać umów na 2021 r. Traci się także zabezpieczenie finansowe (43 000 PLN/MW - 18,7% całkowitego wynagrodzenia z rynku mocy – znacznie większy udział niż dla wytwórców posiadających umowy wieloletnie).

Warszawa, 2020.08.18.

Towarzystwo Obrotu Energią
ul. Czackiego 7/9/11
00-043 Warszawa
tel. (022) 827 57 93, fax (022) 826 61 55
NIP 525-229-50-32

Towarzystwo Obrotu Energią
Dyrektor Biura
Marek Kulesa