

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA ENERGII ¹⁾

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. 68 ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 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 oraz przypadki, w których operator może nie ogłaszać okresu zagrożenia mimo obniżenia się nadwyżki mocy dostępnej w procesach planowania dobowego pracy systemu poniżej wartości wymaganej;
- 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 13 grudnia 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. poz. 2314).

- 6) wymagania w zakresie dopuszczalności prowadzenia obrotu obowiązkami mocowymi i ich realokacji, w tym minimalną wielkość tego obowiązku, która może być przeniesiona;
- 7) sposób obliczenia jednostkowej stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) moc dyspozycyjna dla operatora – moc netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu, pomniejszoną o ubytki mocy wynikające z prowadzonych remontów, postojów awaryjnych, warunków atmosferycznych oraz ograniczeń sieciowych;
- 2) planowanie koordynacyjne dobowe – działania prowadzone przez operatora w dobie n , w wyniku których dla doby $n+1$ ustala się stany pracy zasobów wytwórczych oraz wielkości ich obciążeń w celu zrównoważenia wytwarzania energii elektrycznej z zapotrzebowaniem sieci oraz zapewnienia wymaganych rezerw mocy oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi;
- 3) zapotrzebowanie sieci – zapotrzebowanie na moc odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz bezpośrednio do urządzeń, instalacji lub sieci innych przedsiębiorstw energetycznych, powiększone o straty w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, pomniejszone o moc bezpośrednio dostarczaną przez źródła wytwórcze do odbiorców z pominięciem sieci należącej do innych przedsiębiorstw energetycznych.

Rozdział 2

Standard bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców końcowych

§ 3. Standard bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców końcowych, określający liczbę godzin w roku kalendarzowym, w których dopuszcza się wystąpienie braku możliwości zrównoważenia mocy dyspozycyjnej dla operatora z zapotrzebowaniem sieci, powiększonym o rezerwy zdolności wytwórczych, o której mowa w § 4, z uwzględnieniem planowanego salda wymiany międzynarodowej, wynosi 3 godziny.

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

R_{min} – minimalną rezerwę zdolności wytwórczych wyrażoną w megawatach,

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

Rozdział 3

Okres zagrożenia

§ 5. 1. Operator ogłasza okres zagrożenia na pełną godzinę jeżeli, w procesie planowania koordynacyjnego dobowego nadwyżka mocy dyspozycyjnej dla operatora ponad zapotrzebowanie sieci, z uwzględnieniem planowanego salda wymiany międzynarodowej, wynosi mniej niż minimalna rezerwa zdolności wytwórczych o której mowa w § 4.

2. Operator powiadamia dostawców mocy o okresie zagrożenia w sposób, o którym mowa w art. 57 ust. 9 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, zwanej dalej „ustawą”, oraz z wykorzystaniem poczty elektronicznej i wiadomości tekstowych SMS.

§ 6. 1. Ogłoszony przez operatora okres zagrożenia, trwa jedną pełną godzinę, przypadającą od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, pomiędzy:

- 1) 7:00-8:00;
- 2) 8:00-9:00;
- 3) 9:00-10:00;
- 4) 10:00-11:00;
- 5) 11:00-12:00;
- 6) 12:00-13:00;
- 7) 13:00-14:00;
- 8) 14:00-15:00;
- 9) 15:00-16:00;
- 10) 16:00-17:00;
- 11) 17:00-18:00;
- 12) 18:00-19:00;
- 13) 19:00-20:00;
- 14) 20:00-21:00;
- 15) 21:00-22:00.

2. Ogłoszenie okresu zagrożenia może nastąpić:

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

§ 7. 1. Operator może nie ogłaszać okresu zagrożenia mimo wystąpienia przesłanek określonych w § 5 ust. 1, jeżeli, w procesie planowania koordynacyjnego dobowego, wyznaczony stosunek sumarycznej planowanej rezerwy mocy, uwzględniający planowane saldo wymiany międzynarodowej, do planowanego zapotrzebowania sieci jest niższy o nie więcej niż 4 punkty procentowe od wielkości wymaganej, określonej zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2018 r. poz. 755, 650 i 685) oraz uzna, że nie ma zagrożenia dla pokrycia zapotrzebowania sieci.

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

Rozdział 4

Wyznaczanie mocy dostarczanej przez jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania

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

§ 9. 1. Profil bazowy wyznacza się z zastosowaniem metody profilu historycznego, o której mowa w §11.

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

- 1) złoży wniosek do operatora 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) osiągnie przez okres co najmniej 30 kolejnych dni kalendarzowych odpowiednią poprawność planowania dla danej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

3. W przypadku spełnienia wymogów zawartych w ust. 2 metodę profilu planowanego stosuje się od pierwszego dnia miesiąca następującego po potwierdzeniu przez operatora osiągnięcia 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 do operatora wniosku o zaniechanie stosowania metody profilu planowanego.

4. Po wystąpieniu przypadków, o których mowa w ust. 3, wobec danej jednostki rynku mocy stosuje się metodę profilu historycznego, od dnia następującego po dniu:

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

§ 10. 1. 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.

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

3. 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.

4. 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%.

5. 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 na potrzeby wyznaczenia wielkości mocy dostarczonej w wyniku czasowego ograniczenia zużycia energii elektrycznej profil bazowy równa się sumie:

- 1) profilu odniesienia będącego szeregiem wartości średnich arytmetycznych rzeczywistych wielkości dostaw energii elektrycznej do jednostki rynku mocy, wyznaczonego 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 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

Demonstracja zdolności wykonania obowiązku mocowego

§ 12. Wykazanie zdolności wykonania obowiązku mocowego, o którym mowa w art. 67 ust. 1 ustawy, może dotyczyć wyłącznie godziny przypadającej w okresie od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy w godzinach wskazanych w § 6 ust. 1.

§ 13. 1. Zdolność do dostarczania mocy wykazuje się:

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

2 Jeżeli w odniesieniu do jednostki rynku mocy, w danym kwartale został ogłoszony testowy okres zagrożenia lub jeżeli ogłoszono okres zagrożenia, uznaje się, że jednostka ta wykazała zdolność do wykonania obowiązku mocowego, o której mowa w art. 67 ust. 1 ustawy, w przypadku uzyskania pozytywnego wyniku testowego okresu zagrożenia lub wykonania pełnego skorygowanego obowiązku mocowego w okresie zagrożenia.

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

- 1) do operatora, jeżeli ograniczenia sieciowe lub polecenia ruchowe dotyczą operatora, lub

2) do właściwego operatora systemu elektroenergetycznego, w innych przypadkach niż wymienione w pkt 1, informując o tym operatora.

4. W przypadku nieusunięcia przez właściwego operatora systemu elektroenergetycznego ograniczeń sieciowych lub niezaprzestania wydawania poleceń ruchowych uniemożliwiających dokonanie demonstracji w terminie 14 dni od chwili złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 3, uznaje się, że zdolność do wykonania obowiązku mocowego, została wykazana.

5. Usunięcie ograniczeń sieciowych lub zaprzestanie wydawania poleceń ruchowych umożliwiające dokonanie demonstracji powinno obejmować nie mniej niż 75% liczby godzin w okresie pozostałym od momentu wystąpienia, o którym mowa w ust. 3, do końca danego kwartału.

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

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

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

4. Jeżeli operator w terminie 7 dni nie wezwał jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania do wykonania usługi, o której mowa w ust. 1 lub nie ogłosił testowego okresu zagrożenia zgodnie z wnioskiem dostawcy mocy, o którym mowa w ust. 4, uznaje się, że zdolność do wykonania obowiązku mocowego, została wykazana.

Rozdział 6

Warunki transakcji na rynku wtórnym

§ 15. 1. Obrót obowiązkami mocowymi i realokacja obowiązków mocowych odbywa się w odniesieniu do pełnych godzin wskazanych w § 6 ust. 1.

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 mocy może podlegać dowolnej liczbie podziałów, z uwzględnieniem ust. 1 i 2.

4. Obowiązek mocy 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, o którym mowa w art. 18 ustawy.

Rozdział 7

Stawka kary za niewykonanie obowiązku mocowego

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

SK_n – jednostkowa stawka kary w roku dostaw n , wyrażona w złotych za MW w godzinie,

PKB_{n-2} – opublikowana przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego wartość produktu krajowego brutto w Polsce, wyrażona w cenach bieżących, za rok przypadający na 2 lata przed rokiem dostaw n , wyrażona w złotych,

E_{n-2} – opublikowana przez Główny Urząd Statystyczny w dokumencie „Zużycie paliw i nośników energii” ilość zużywanej energii elektrycznej w roku kalendarzowym przypadającym na 2 lata przed rokiem dostaw n , wyrażona w [MWh].

2. Jednostkowa stawka kary ustalana jest z dokładnością do jednego grosza.

3. Jednostkową stawkę kary wyliczoną na dany rok dostaw publikuje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w Biuletynie Informacji Publicznej, na swojej stronie podmiotowej przed rozpoczęciem każdego roku dostaw.

Rozdział 8

Przepis końcowy

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

MINISTER ENERGII

UZASADNIENIE

Projektowane rozporządzenie stanowi wypełnienie delegacji zawartej w przepisie art. 68 ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9). Zgodnie z upoważnieniem ustawowym rozporządzenie określa szczegółowe warunki i sposób wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz szczegółowe warunki zawierania transakcji na rynku wtórnym, biorąc pod uwagę równoprawne i niedyskryminacyjne traktowanie dostawców mocy, stosowanie poziomu zachęt i kar zapewniających wykonanie obowiązków mocowych, bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych oraz sprawne przeprowadzanie transakcji, a także ograniczenie możliwości manipulacji i nadużywania pozycji rynkowej przez dostawców mocy.

Projekt rozporządzenia określa standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych. To właśnie między innymi w oparciu o ten parametr będzie określone zapotrzebowanie na moc w aukcjach mocy (art. 33 ustawy). Określa on liczbę godzin w roku kalendarzowym, w których dopuszcza się wystąpienie braku możliwości zrównoważenia podaży mocy z zapotrzebowaniem na energię odbiorców, powiększonym o wymaganą rezerwę dla bezpiecznej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Wzrost wartości standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych jest odwrotnie proporcjonalny do zapotrzebowania na moc w aukcji mocy, które z kolei ma silny wpływ na roczne koszty rynku mocy. Dlatego należy znaleźć takie optimum standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, które zapewni akceptowany poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, a z drugiej strony nie będzie prowadziło do nadmiernych kosztów rynku mocy i zakupu zbyt dużej ilości mocy. Do wyliczenia standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych (LOLE) wykorzystano wzór:

$$LOLE = \frac{C_{ENTRY}}{VOLL} \text{ [godziny/rok]}$$

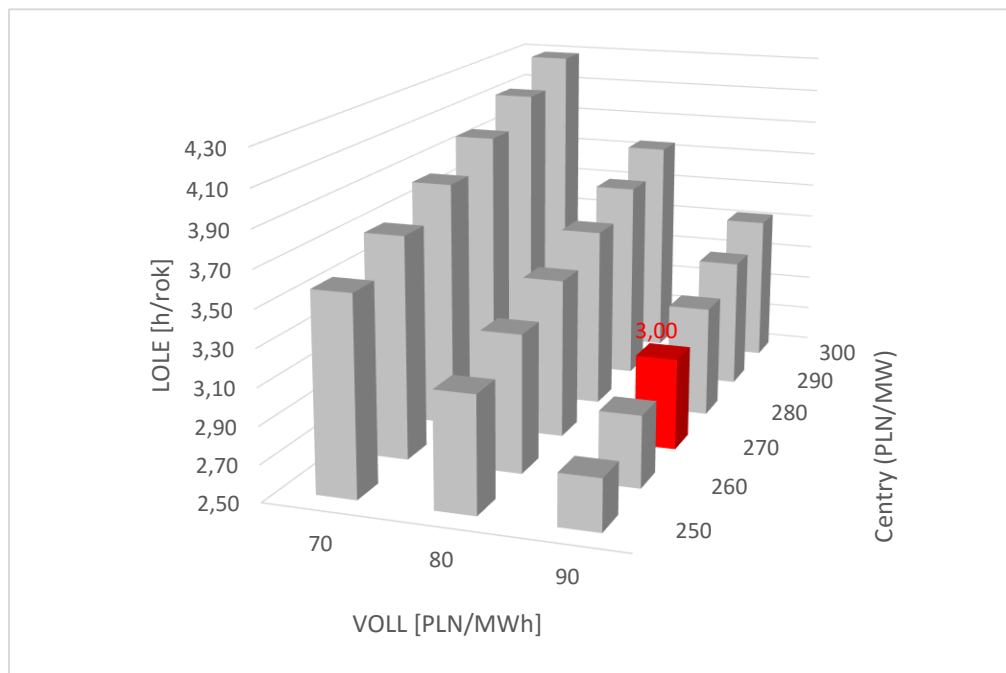
Gdzie poszczególne symbole oznaczają:

C_{ENTRY} – cena wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej [PLN/MW]

$VOLL$ – szacowany koszt niedostarczonej energii elektrycznej dla Polski [PLN/MWh]

Obliczeń dokonano dla kilku wartości C_{ENTRY} z przedziału (250÷300 tys. PLN/MW) oraz $VOLL$ z przedziału (70÷90 tys. PLN/MWh) i wyznaczono standard bezpieczeństwa LOLE dla każdej

możliwej kombinacji w kroku 10 PLN/MW oraz 10 PLN/MWh. Na wykresie poniżej zaprezentowano wyniki.



Jako wartość LOLE wybrano 3 godziny, czyli wartość odpowiadająca cenie wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej 270 tys. PLN/MW oraz wartości VOLL 90 PLN/MWh. Zdecydowano się na wartość mniejszą, niż średnia z rozpatrywanego zbioru (3,47), z uwagi na prognozowane po roku 2020 przez Operatora Sieci Przesyłowej¹ możliwe problemy z bilansem mocy w Polsce. Należy również zauważyć, że wartość 3 godzin jest stosowana na innych rynkach mocy w Europie np. w Wielkiej Brytanii i Francji oraz jest wymieniona w decyzji Komisji Europejskiej z dnia 7 lutego 2018 r. C(2018) 601 final.

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

¹ PSE S.A., Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016 - 2035.

Zgodnie z upoważnieniem ustawowym rozporządzenie określa również procedurę ogłaszania okresu zagrożenia oraz przypadki, w których operator może nie ogłaszać okresu zagrożenia, pomimo obniżenia nadwyżki mocy dostępnej w procesach planowania koordynacyjnego dobowego poniżej wartości wymaganej w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (wymagana rezerwa dla doby $n+1$ w bilansie tworzonym w dobie n wynosi 9%). Jeżeli wartość rezerwy będzie mniejsza od 120% mocy największego bloku wytwórczego w Polsce, lecz wartość wymaganej rezerwy w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej nie będzie niższa, niż 5% operator może nie ogłaszać okresu zagrożenia, jeżeli uzna, że nie ma realnego zagrożenia dla poprawności bilansu mocy w kraju. Operator o takich przypadkach informuje niezwłocznie ministra właściwego do spraw energii oraz Prezesa URE.

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

Projekt rozporządzenia określa 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 ograniczenia, jako różnicę pomiędzy profilem bazowym oraz rzeczywistą wielkością dostaw energii elektrycznej zmierzoną we wszystkich punktach pomiarowo-rozliczeniowych tej jednostki w miejscach połączenia z siecią.

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

W rozporządzeniu określono sposób dokonania demonstracji oraz określono godziny i dni w których ta demonstracja może nastąpić. Dodatkowo ze względu na fakt, że część jednostek rynku mocy będzie jednostkami którymi centralnie dysponuje operator lub które będą świadczyły usługę redukcji zapotrzebowania na rzecz operatora, uregulowania wymaga kwestia demonstracji przez te jednostki. Bez uregulowania tej materii mogłoby dochodzić do sytuacji, w których jednostki rynku mocy nie miałyby możliwości dokonania demonstracji, a tym samym musiałby zwrócić wynagrodzenie za cały kwartał. Taka sytuacja mogłaby wystąpić np. gdy operator w ciągu kwartału nie przywoła do pracy Jednostki Rynku Mocy Centralnie Dysponowanej z mocą określoną w umowy mocowej.

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

Zgodnie z przepisem §17 rozporządzenie wchodzi w życie w dniu następującym po dniu ogłoszenia. Tak krótkie *vacatio legis* jest podyktowane terminami wynikającymi z ustawy o rynku mocy. Zgodnie z art. 94 ust. 3 do 20 czerwca br. operator przedstawia propozycję parametrów aukcji, które odbędą się w IV kwartale 2018 r. Jednym z parametrów jest zapotrzebowanie na moc w aukcji, które będzie wyznaczane między innymi w oparciu o wartość standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, określaną w projektowanym rozporządzeniu. Aby operator mógł wywiązać się z obowiązku

ustawowego musi znać wartość standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych przed 20 czerwca br., a więc rozporządzenie powinno zostać opublikowane w Dzienniku Ustaw przed 20 czerwca 2018 r. Względy te mają charakter decydujący dla przyjęcia krótszego niż czternastodniowy terminu *vacatio legis*, zgodnie z art. 4 ust. 2 ustawy z dnia 20 lipca 2000 r. o ogłaszaniu aktów normatywnych i niektórych innych aktów prawnych (Dz. U. z 2017 r. poz. 1523), który wskazuje, iż w uzasadnionych przypadkach akty normatywne mogą wchodzić w życie w terminie krótszym niż czternaście dni. Wcześniejsze wejście w życie przepisów rozporządzenia nie narusza zasady demokratycznego państwa prawnego, ponieważ nie powoduje negatywnych skutków dla obywateli oraz przedsiębiorców.

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 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.

Projektowane rozporządzenie nie podlega obowiązkowi przedstawienia właściwym organom i instytucją Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia.

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.