

UZASADNIENIE

Projektowane rozporządzenie stanowi realizację upoważnienia ustawowego zawartego w art. 68 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2023 r. poz. 2131), zwanej dalej „ustawą”, oraz jest związane z wejściem w życie ustawy z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1505). Art. 16 pkt 1 ustawy z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw stanowi, że dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 68 ustawy zachowują moc do dnia wejścia w życie nowych przepisów wykonawczych, jednak nie dłużej niż 36 miesięcy od dnia wejścia w życie nowelizacji.

Najważniejsze zmiany w projektowanym rozporządzeniu względem dotychczasowego dotyczą poniższych obszarów:

- 1) zamieniono określenie „okres zagrożenia” na „okres przywołania” w związku ze zmianą wprowadzoną w art. 33 ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku oraz w 2024 roku (Dz. U. z 2024 r. poz. 190, 834 i 859);
- 2) doprecyzowano sposób określania profilu bazowego, w tym dookreślono możliwość stosowania korekty dla jednostek redukcji zapotrzebowania;
- 3) zmieniono godzinę, do której dostawca mocy sporządza i przekazuje operatorowi plany dostaw energii elektrycznej z godziny 10:00 na 14:00;
- 4) zmieniono sposób wykazywania zdolności do wykonania obowiązku mocowego w przypadku jednostki rynku mocy wytwórczej;
- 5) doprecyzowano sposób wykazywania zdolności do wykonania obowiązku mocowego w przypadku jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania;
- 6) dookreślono kwestię złożenia wniosku o ogłoszenie testowego okresu przywołania na rynku mocy w przypadku, gdy dana jednostka rynku mocy, która nie była objęta obowiązkiem mocowym w okresie od początku danego kwartału do terminu na złożenie wniosku, nabyła później obowiązek mocowy.

W dalszej części dokumentu opisano poszczególne przepisy projektowanego rozporządzenia.

Zgodnie treścią upoważnienia ustawowego, 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, będący jednocześnie normą niezawodności, o której mowa w art. 25 ust. 2 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej¹ (Dz. Urz. UE L 158/54 z 14.06.2019) zwanego dalej „rozporządzeniem rynkowym”. To właśnie między innymi w oparciu o ten parametr będzie określane 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.

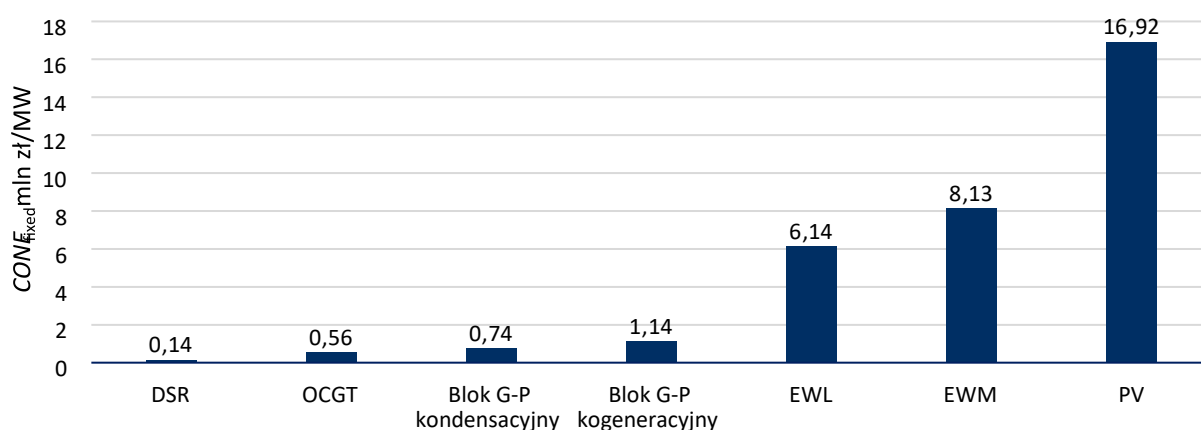
Zgodnie z przepisami rozporządzenia rynkowego, został nałożony obowiązek określenia normy niezawodności tj. standardu bezpieczeństwa (dalej: RS) na państwa członkowskie, zgodnie z metodyką zatwierdzoną przez Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki decyzją ACER nr 23/2020 z 2 października 2020 r.¹

Zgodnie ze wskazaną metodyką wyznaczenie standardu bezpieczeństwa powinno uwzględniać m.in. parametry cenowe CONE oraz VOLL. Zgodnie z art. 40a ust. 1 ustawy Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, zwany dalej „Prezesem URE”, jest odpowiedzialny za wyznaczenie oraz opublikowanie szacowanych wartości VOLL_{RS} (wartość niedostarczonej energii elektrycznej), CONE_{fixed} (zdyskontowana wartość nakładów inwestycyjnych oraz kosztów stałych) oraz CONE_{var} (koszty operacyjne, tj. koszt paliwa, koszt uprawnień do emisji CO₂, koszty zmienne, koszty aktywacji) dla zidentyfikowanych przez niego technologii referencyjnych.

Zgodnie z informacją Prezesa URE Nr 10/2023 w sprawie szacowanej wartości niedostarczonej energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, wartość VOLL_{RS} dla Polski określono na poziomie 80,6 tys. zł/MWh.

Wyniki obliczeń przedstawionych w informacji Prezesa URE Nr 12/2023 parametru CONE_{fixed} przedstawiono na wykresie poniżej.

Wykres 1: Wartości CONE_{fixed} dla technologii referencyjnych wyznaczone przez Prezesa URE



Zgodnie z metodyką ACER, dostępne wolumeny mocy określane na potrzeby wyznaczenia RS mogą uwzględniać zarówno nowe jednostki wytwórcze, jak i potencjalne przedłużenie okresu eksploatacji jednostek istniejących oraz powstawanie nowych zasobów odpowiedzi odbioru (ang. demand side response, dalej DSR). W ramach przeprowadzonych obliczeń, dostępne wolumeny mocy szacowano z uwzględnieniem jedynie nowych jednostek wytwórczych i DSR, zgodnie z wartościami przedstawionymi w tabeli poniżej.

Tabela 1: Wolumen nowej mocy dla technologii referencyjnych

		2025	2028	2030	2033
DSR	MW	1 500	2 000	2 500	2 500
OCGT	MW	5 000	5 000	5 000	5 000
Blok G-P kondensacyjny	MW	3 500	3 500	3 500	3 500

¹ Decision no 23/2020 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 2 October 2020 on the methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry, and the reliability standard, https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Decisions_annex/ACER%20Decision%202023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf, [dostęp: 30.06.2024 r.].

Blok G-P kogeneracyjny	MW	3 000	3 000	3 000	3 000
EWL	MW	2 500	2 500	2 500	2 500
EWM	MW	2 000	2 000	2 000	2 000
PV	MW	5 000	5 000	5 000	5 000

Wielkość dostępnej mocy DSR dla roku obliczeniowego 2025 oszacowano na podstawie zgłoszeń w certyfikacjach do aukcji głównych na lata dostaw 2025 – 2028. W tych latach dostaw wielkość ta była na poziomie 1,3 - 2,0 GW (z uwzględnieniem certyfikatów wydanych warunkowo). Dla kolejnych lat obliczeniowych założono stopniowe zwiększanie się elastyczności systemu elektroenergetycznego i zwiększenie potencjału DSR do 2 GW w 2028 r. oraz 2,5 GW w pozostałych latach. Dla reszty technologii przyjęto szacowany roczny potencjał budowy nowych instalacji w tych technologiach.

W oparciu o metodykę ACER, oraz wykorzystując dane wejściowe, tj.:

- rodzaje oraz parametry technologii referencyjnych: $CONE_{fixed}$ oraz $CONE_{var}$ opublikowanych przez URE,
- wartość kosztu niedostarczonej energii $VOLL_{RS}$ opublikowaną przez Prezesa URE,
- wyniki analizy wystarczalności ERAA2023 opracowanej przez ENTSO-E, wyznaczono RS dla Polski. W pierwszej kolejności obliczono wartości $LOLE_{RT}$ dla każdej technologii referencyjnej, które przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 1: Wyznaczenie $LOLE_{RT}$ dla technologii referencyjnych

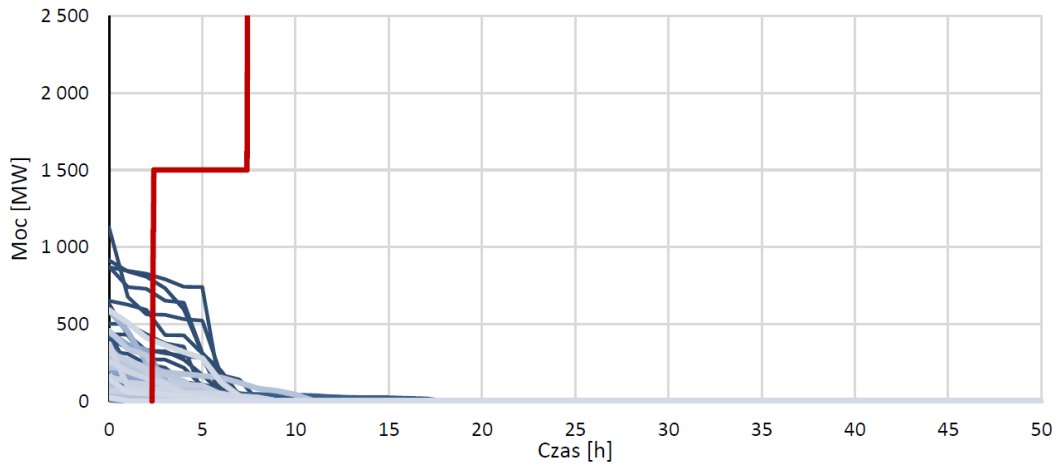
	$CONE_{fixed}$	$CONE_{var}$	$LOLE_{RT}$
	[zł/MWh]	[zł/MWh]	[godz]
DSR	141 635	21 449	2,4
OCGT	599 608	0	7,4
Blok G-P kondensacyjny	742 562	0	9,2
blok G-P kogeneracyjny	1 141 158	0	14,2
EWL	6 144 829	0	76,2
EWM	8 132 156	0	100,9
PV	16 920 667	0	209,9

W ramach raportu ERAA2023, zatwierdzonego przez ACER decyzją nr 6/2024 opublikowaną 8 maja 2024 r., obliczenia wykonano dla 4 lat, tj. 2025, 2028, 2030, 2033 oraz dla dwóch scenariuszy: A oraz B. Różnicą w scenariuszach jest podejście do opracowania warunków otoczenia na potrzeby obliczeń w procesie oceny ekonomiki jednostek wytwórczych (ang. Economic Viability Assessment). W konsekwencji, do przeprowadzenia analizy wystarczalności systemu europejskiego przyjęto różne wartości mocy zainstalowanych poszczególnych jednostek wytwórczych dla wymienionych scenariuszy.

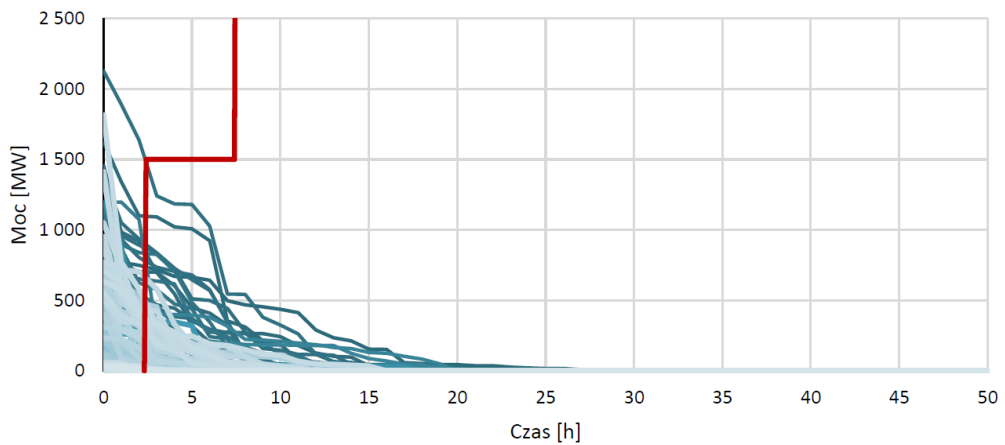
Na bazie wyników modeli ERAA2023 wyznaczono wartości uporządkowane krzywe wartości ENS dla strefy Polski scenariusza A i B, a na podstawie wartości $CONE$ i $LOLE_{RT}$ opracowano krzywą reprezentującą skumulowaną moc dostępną w technologiach referencyjnych w funkcji wskaźnika LOLE.

Zestawienie opisanych krzywych dla poszczególnych lat obliczeniowych przedstawiono na kolejnych wykresach. W celu zachowania czytelności wyniku liczba godzin na kolejnych wykresach została ograniczona do 50.

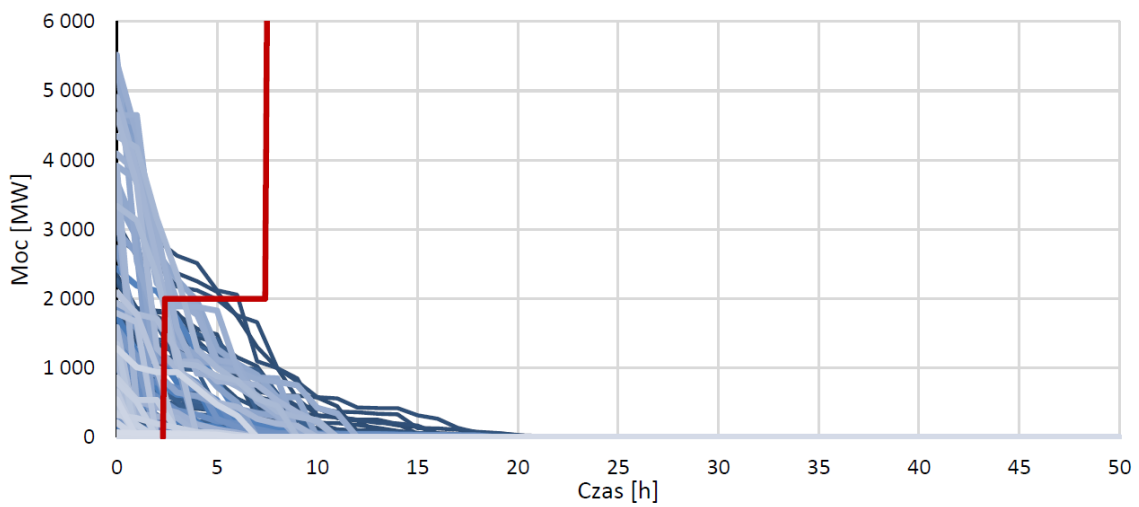
Wykres 2: Krzywa podaży mocy oraz krzywe uporządkowane ENS – rok obliczeniowy 2025, scenariusz A



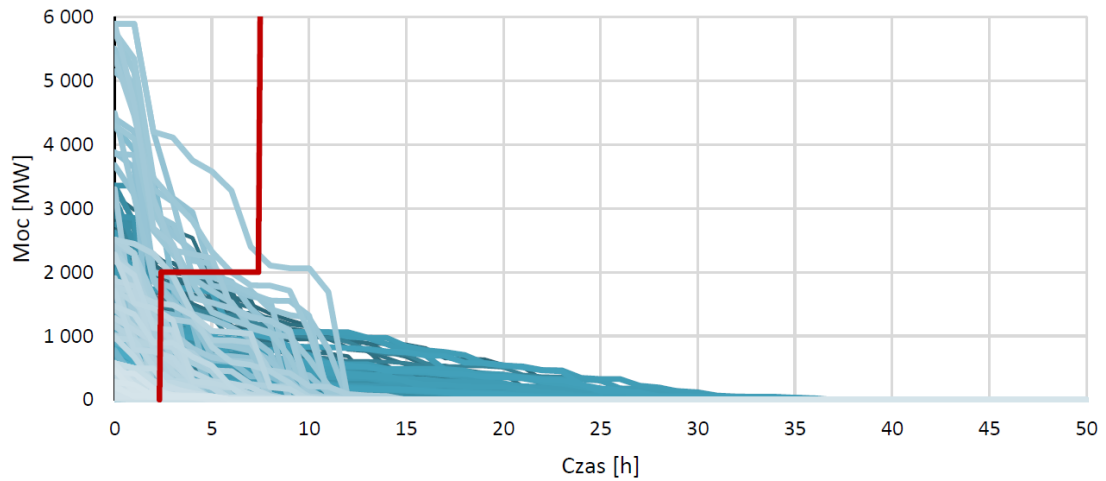
Wykres 3: Krzywa podaży mocy oraz krzywe uporządkowane ENS – rok obliczeniowy 2025, scenariusz B



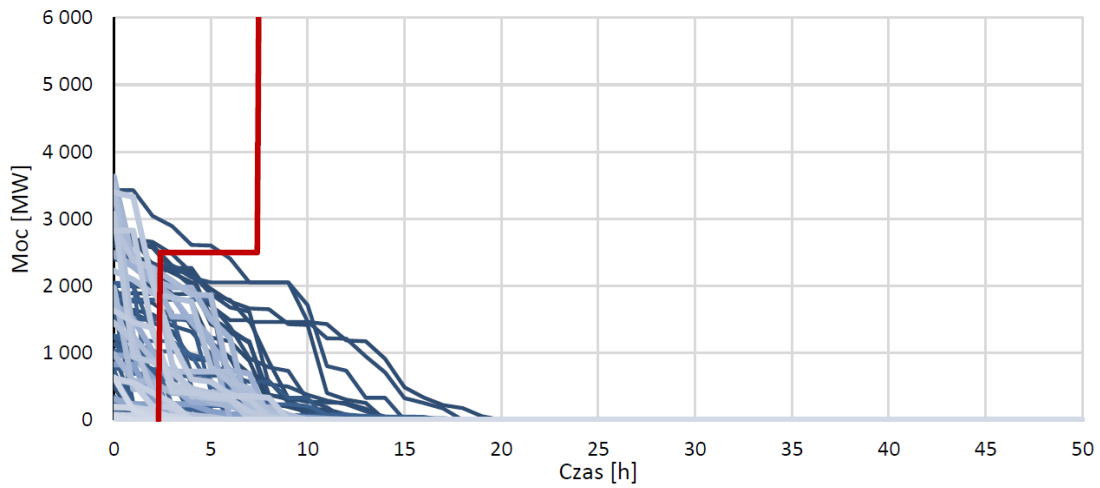
Wykres 4: Krzywa podaży mocy oraz krzywe uporządkowane ENS – rok obliczeniowy 2028, scenariusz A



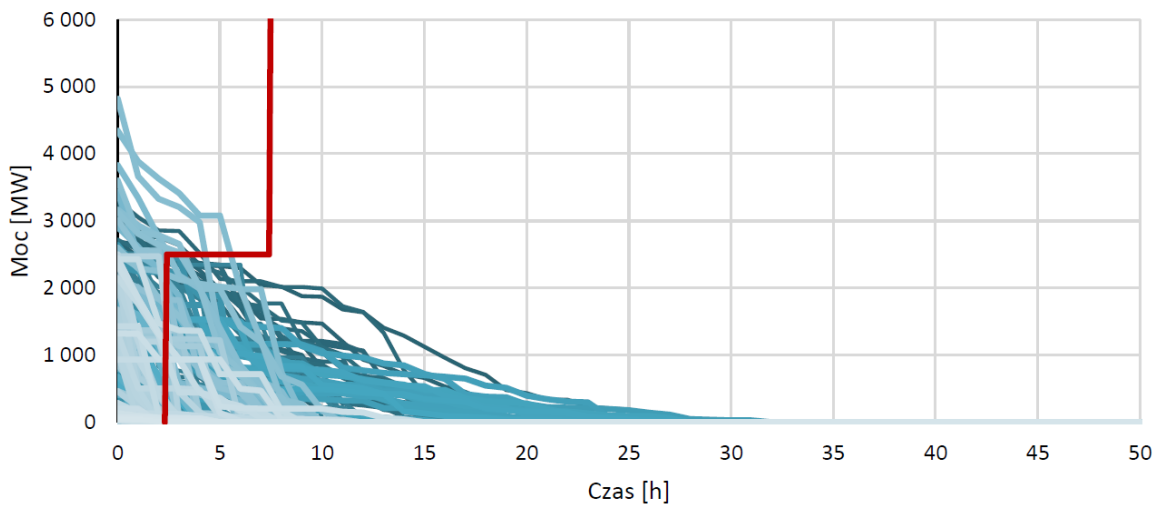
Wykres 5: Krzywa podaży mocy oraz krzywe uporządkowane ENS – rok obliczeniowy 2028, scenariusz B



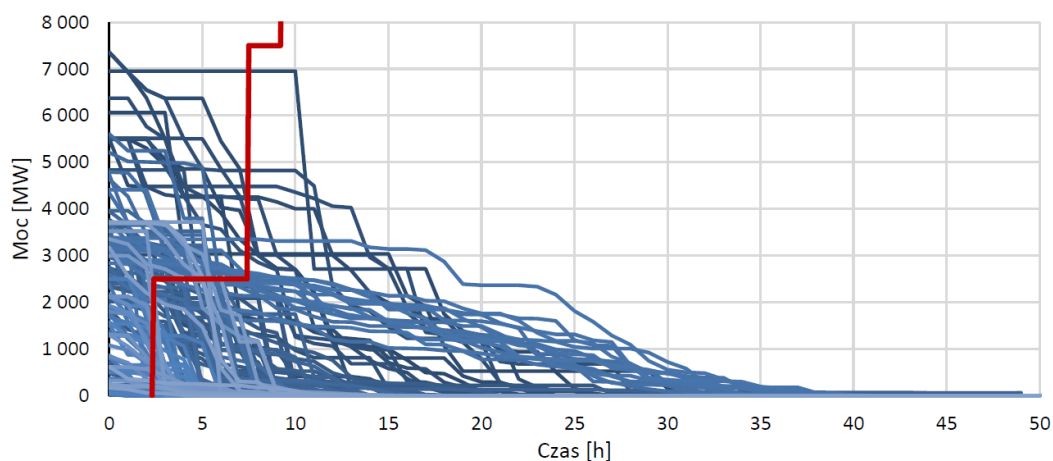
Wykres 6: Krzywa podaży mocy oraz krzywe uporządkowane ENS – rok obliczeniowy 2030, scenariusz A



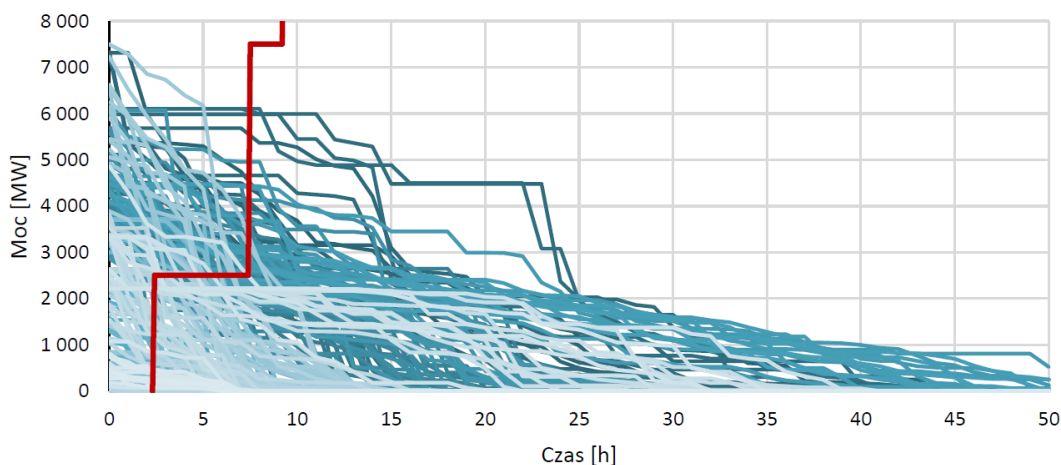
Wykres 7: Krzywa podaży mocy oraz krzywe uporządkowane ENS – rok obliczeniowy 2030, scenariusz B



Wykres 8: Krzywa podaży mocy oraz krzywe uporządkowane ENS – rok obliczeniowy 2033, scenariusz A



Wykres 9: Krzywa podaży mocy oraz krzywe uporządkowane ENS – rok obliczeniowy 2033, scenariusz B



Liczba godzin, dla której występuje przecięcie krzywej podaży mocy z krzywą uporządkowaną ENS, określa standard RS. Średnie wartości standardu bezpieczeństwa dla poszczególnych godzin i scenariuszy zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela 2: Wyniki standardu RS dla Polski

	RS [godz./rok]	
	Scenariusz A	Scenariusz B
2025	2,4	2,4
2028	2,5	2,6
2030	2,4	2,5
2033	3,0	3,6

Na podstawie powyższych obliczeń przyjęto standard bezpieczeństwa na poziomie 3,0 godz./rok. Jest to wartość odpowiadająca średniej dla wszystkich lat obliczeniowych raportu ERAA2023 w scenariuszu A i B. W celu wyznaczenia standardu RS posłużono się danymi w poszczególnych próbkach z raportu ERAA2023, w którym analizy przeprowadzano w rozdzielczości godzinowej. Ostateczny wynik zaokrąglono do liczby całkowitej.

Zgodnie z § 4, 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 (czerwiec 2024 r.) największą pracującą jednostką wytwórczą w Polsce jest blok nr 11 w elektrowni Koźlenice, którego moc netto wynosi ok. 1000 MW.

Zgodnie z upoważnieniem ustawowym, rozporządzenie określa również procedurę ogłaszania okresu przywołania na rynku mocy (przepisy rozdziału 3 przedmiotowego rozporządzenia, w szczególności § 5) oraz przypadki, w których operator może nie ogłaszać okresu przywołania na rynku mocy, 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 w bilansie tworzonym w dobie n-1 wynosi 9%) (§ 6). Jeżeli wartość wymaganej rezerwy nie będzie niższa o więcej niż 4 punkty procentowe od tej wymaganej w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, operator może nie ogłaszać okresu przywołania na rynku mocy, jeżeli uzna, że nie ma realnego przywołania na rynku mocy dla poprawności bilansu mocy w kraju.

Zgodnie z § 5 i 6 Operator będzie mógł ogłosić okres przywołania na rynku mocy po opracowaniu bilansu dobowego na dobę przed oraz po aktualizacji tego bilansu w trakcie trwania doby, w której może być ogłoszony okres przywołania na rynku mocy. Operator będzie mógł wykorzystać sporządzane obecnie plany koordynacyjne (PKD oraz BPKD), zgodnie w Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, lecz również inne działa lub plany, dziś niedookreślone Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Ważnym jest aby operator ogłaszając okres przywołania na rynku mocy miał pewność, że występuje realne zagrożenie dla pokrycia zapotrzebowania na moc, bowiem zgodnie z obowiązującymi przepisami ustawy operator nie może odwołać ogłoszonego okresu przywołania na rynku mocy. Dlatego operator ogłaszając okres przywołania na rynku mocy powinien opierać na najbardziej aktualnych danych. Za takie dane uznano dane dostępne na dobę przed oraz już w trakcie doby, ponieważ hipotetycznie okres przywołania na rynku mocy może być ogłoszony np. o godzinie 7:00 na godzinę 15:00 lub o godzinie 12:00 na godzinę 20:00, dlatego wprowadzono stosowną aktualizację bilansu dobowego.

Zgodnie § 7 przedmiotowego rozporządzenia, okres przywołania na rynku mocy 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 przywołania na rynku mocy w ciągu jednej doby dla każdej godziny przypadającej w okresie od 7:00 do 22:00, jeżeli spełnią się przesłanki do ogłoszenia okresu przywołania na rynku mocy.

Projekt rozporządzenia określa również w rozdziale 4 sposób wyznaczania wielkości mocy dostarczonej w wyniku czasowego ograniczenia mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej przez jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania. W § 8 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.

Domyślnym profilem bazowym jest profil historyczny opisany w § 9 projektu rozporządzenia. W przedmiotowym rozporządzeniu uwzględniono również możliwość odstąpienia od stosowania korekty, w szczególności w przypadku zwiększonego zużycia energii przez dostawców usług DSR w okresie, na podstawie którego wyznaczana jest korekta, a który ma

miejsce już po ogłoszeniu okresu przywołania na rynku mocy. Wprowadzono również możliwość zrezygowania z korekty na wniosek dostawcy mocy złożony w toku certyfikacji do aukcji, w celu aktywizacji zasobów DSR, które muszą planować swoje postoje na czas doby lub dłuższy.

Utrzymano jednocześnie możliwość wyznaczania wielkości dostarczanej mocy przed jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania w oparciu o metodę profilu planowanego. Aby dostawca mocy mógł skorzystać z tej metody musi złożyć wniosek do operatora o stosowanie tej metody oraz osiągnąć przez okres co najmniej 30 kolejnych dni kalendarzowych odpowiednią poprawność planowania. Zasady ustalania poprawności planowania opisuje § 10 projektu rozporządzenia. W każdej chwili dostawca mocy może zrezygnować ze stosowania metody profilu planowanego i powrócić do metody profili historycznego. Ponadto projekt rozporządzenia reguluje przypadki, w których dostawca mocy traci prawo stosowania metody profilu planowanego. W celu poprawy atrakcyjności profilu planowanego, przesunięto godzinę, do której plan powinien zostać sporządzony, z godziny 10:00 na godzinę 14:00. Jest to związane z momentem zakończenia notowań na rynku dnia następnego do godziny 13.30 dnia poprzedzającego dzień dostaw. Odbiorca samodzielnie kupujący energię elektryczną na giełdzie, mając możliwość składania profilu do godziny 14:00, powinien mieć pełny obraz transakcji zakupu przez niego energii elektrycznej na rynku dnia następnego.

W przedmiotowym rozporządzeniu w rozdziale 5 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, które będą świadczyły usługę redukcji zapotrzebowania na rzecz operatora, uregulowania wymaga kwestia demonstracji przez te jednostki. Bez uregulowania tej materii mogłaby dochodzić do sytuacji, w których jednostki rynku mocy nie miałyby możliwości dokonania demonstracji, a tym samym musiałyby zwrócić wynagrodzenie za cały kwartał.

W przepisach rozdziału 5 doprecyzowano również kwestie dotyczące możliwości przeprowadzenia demonstracji poprzez produkcje energii elektrycznej jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych oraz doprecyzowano wielkość obowiązku mocowego podlegającą demonstracji (poprzez jednoznaczne wskazanie obowiązków mocowych pochodzących ze wszystkich umów mocowych którymi objęta jest jednostka). Doprecyzowano również podejście do demonstracji w sytuacji, gdy demonstracja wykazywana jest na podstawie pozytywnego wyniku testowego okresu przywołania na rynku mocy lub wykonana pełnego skorygowanego obowiązku mocowego w okresie przywołania na rynku mocy z mocą niższą niż obowiązek mocowy danej jednostki. Konieczność ponownego wykazywania przez taką jednostkę demonstracji w większej wysokości, pomimo zaprezentowania wykonania obowiązku mocowego mogłoby być nieuzasadnionym obciążeniem takiego dostawcy. Zgodnie z § 14 ust. 4 wydłużono również termin na przeprowadzanie testowego okresu przywołania w celu ograniczenia wpływu przeprowadzania testowych okresów przywołania na rynku mocy na bilans energii elektrycznej. Ponadto została doprecyzowana sytuacja uczestnictwa w rynku mocy jednostek DSR uczestniczących jedynie w rynku wtórnym.

Przedmiotowe rozporządzenie określa w rozdziale 6 wymagania w zakresie dopuszczalności prowadzenia obrotu obowiązkami mocowymi i ich realokacji, w tym minimalną wielkość tego obowiązku, która może być przeniesiona. Przedmiotowe 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. Ważnym jest, że w przypadku realokacji wielkości obowiązku mocowego nie ma ograniczenia wynikającego z korekcyjnego współczynnika mocy, co pozwoli na oferowanie większego wolumenu mocy na rynku wtórnym przez dostawców

mocy, którzy pracowali w okresie przywołania na rynku mocy z mocą większą od ich obowiązku mocowego oraz większą od iloczynu mocy osiągalnej netto oraz korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności. Przepisy te utrzymują dotychczasowe zasady funkcjonowania rynku wtórnego.

W rozporządzeniu w rozdziale 7 określono również sposób obliczenia jednostkowej stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego, zgodnie ze określonym 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 gwarantowana wysoką dyspozycyjność jednostek rynku mocy objętych umową mocową, a jednocześnie nie będzie powodowała nadmiernych obciążeń dla dostawców mocy, którzy nie wykonują obowiązku mocowego w jednym okresie przywołania na rynku mocy. Rozpatrując stawkę kary należy mieć na uwadze rynek wtórny opisany 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. Przepisy te utrzymują dotychczasowe zasady wyznaczania stawek kary za niewykonanie obowiązku mocowego.

Zgodnie z przepisem § 17 rozporządzenie wchodzi w życie 14 dni po dniu ogłoszenia.

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.).

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.