

Realizacja obowiązku mocowego przez przedsiębiorstwa energetyczne

Spis treści

- I. Wprowadzenie
- II. Rynek mocy
 1. Uwagi ogólne
 2. Rynek mocy w Polsce na tle unormowań Unii Europejskiej
- III. Obowiązek mocy – zagadnienia wstępne
- IV. Podstawowe elementy składowe definicji obowiązku mocowego
 1. Dostawca i jednostka rynku mocy
 2. Operator
 3. Okres dostaw i okres zagrożenia
- V. Wykonanie obowiązku mocowego
 1. Obowiązki przedsiębiorstw energetycznych
 2. Partycypacja w kosztach
- VI. Podsumowanie

Streszczenie

Głównym instrumentem rynku mocy mającym, zgodnie z intencją ustawodawcy, zapewnić bezpieczeństwo energetyczne Polsce w dłuższej perspektywie czasowej jest obowiązek mocy zdefiniowany w ustawie o rynku mocy z 8 grudnia 2017 r. (art. 2 pkt 23 ustawy o rynku mocy). Przedmiotem artykułu jest analiza treści obowiązku mocowego spoczywającego na dostawcach, który można najprościej zdefiniować jako cywilnoprawne zobowiązanie wobec operatora składające się z dwóch komponentów: gotowości do dostarczenia mocy, polegającej na utrzymaniu jednostek fizycznych w odpowiednim stanie przez cały okres dostaw oraz z dostarczenia mocy do systemu w okresie zagrożenia.

Słowa kluczowe: obowiązek mocy; aukcje mocy; rynek mocy; bezpieczeństwo energetyczne; przedsiębiorstwa energetyczne.

JEL: K20, K23, K32

* Absolwent Wydziału Ekonomiczno-Socjologicznego Uniwersytetu Łódzkiego na kierunku analityka gospodarcza oraz finanse i rachunkowość; analityk biznesowy w mBank S.A.; e-mail: bartlomiejpawlak92@gmail.com. Tekst przedstawia osobiste poglądy Autora.

** Absolwent prawa na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego; aplikant adwokacki w Okręgowej Izbie Adwokackiej w Warszawie; prawnik w zespole prawa własności przemysłowej i postępowań gospodarczych w kancelarii Allen & Overy, A. Pędzich sp. k.; e-mail: mziarkowski.lca@gmail.com. Tekst przedstawia osobiste poglądy Autora.

I. Wprowadzenie

Jednym z podstawowych obowiązków konstytucyjnych państwa wobec obywateli jest zapewnienie im bezpieczeństwa (art. 5 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej z 2 kwietnia 1997 r.)¹. Bezpieczeństwo w rozumieniu konstytucyjnym ma niewątpliwie szeroki zakres i obejmuje zarówno bezpieczeństwo *sensu stricto*, rozumiane jako zapewnienie integralności granic państwa, jak i bezpieczeństwo *sensu largo* polegające na konieczności zapewnienia dostępu obywateli do podstawowych mediów i usług. Ze względu na ich doniosłość, gwarantem wspomnianych mediów jest państwo (Complak, 2014, komentarz do art. 5 Konstytucji RP). Jak słusznie zauważa ustawodawca, jednym z komponentów bezpieczeństwa narodowego jest również bezpieczeństwo energetyczne (uzasadnienie do projektu ustawy o rynku mocy, s. 1).

W konsekwencji powyższych rozważań wskazać należy, że jednym z konstytucyjnych obowiązków polskiego państwa jest konieczność zapewnienia występowania odpowiedniej ilości mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE)².

Wobec rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną, w szczególności w okresach wzmożonego zapotrzebowania w okresach zimowych, uzyskanie większej efektywności polskiego systemu elektroenergetycznego stało się jednym z priorytetów i jednocześnie najbardziej palących problemów, wobec których stanął w ostatnim czasie polski ustawodawca.

Sygnałem alarmowym dla ustawodawcy był w dużej mierze sierpień 2015 r., kiedy to dla zachowania bezpieczeństwa funkcjonowania KSE konieczne stało się wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze całego kraju (OSR³, s. 1). Nie był to jednak moment największego zapotrzebowania na energię elektryczną w historii współczesnej Polski. Według Polskich Sieci Elektroenergetycznych dnia 28 lutego 2018 r. około godziny 18.30 doszło do największego zapotrzebowania na moc w historii KSE. Wyniosło ono aż 26 448 MW (PSE, 2018a).

Świadomy rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną, polski ustawodawca, wbrew prawdzie wynikającej z przysłowia „mądry Polak po szkodzie”, podjął decyzję o wprowadzeniu w Polsce rynku mocy w ustawie z 8 grudnia 2017 r. o tej samej nazwie. Decyzja ta jest o tyle istotna, że będzie ona determinowała kształt polskiego systemu energetycznego w perspektywie kolejnych kilku, a nawet kilkunastu lat.

II. Rynek mocy

1. Uwagi ogólne

Rynek mocy (*capacity market*) to w istocie zagwarantowanie sobie przez operatora systemu przesyłowego dostępności mocy wytwórczej w zdefiniowanym horyzoncie czasowym, za którą to dostępność operator systemu przesyłowego płaci, niezależnie od ceny za energię elektryczną dostarczaną przez wytwórców objętych systemem (Gałczyński i Zajdler, 2015, s. 1–3).

¹ Konstytucja Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997 r. (Dz.U. 1997, Nr 78, poz. 483).

² Krajowy System Elektroenergetyczny stanowi zbiór urządzeń przeznaczonych do wytwarzania, przesyłu, rozdzielenia, magazynowania i użytkowania energii elektrycznej, połączonych ze sobą funkcjonalnie w system umożliwiający realizację dostaw energii elektrycznej na terenie kraju w sposób ciągły i nieprzerwany.

³ Ocena skutków regulacji (OSR) projektu ustawy o rynku mocy nr UD178 z 23 czerwca 2017 r.

Polski ustawodawca, przewidując, że brak rozwiązania palącego problemu, polegającego na występowaniu okresów niedoborów mocy w systemie elektroenergetycznym, przełoży się w przyszłości na straty gospodarcze, społeczne oraz wizerunkowe Polski (OSR, s. 1), zdecydował się na wprowadzenie wyżej wymienionego rozwiązania kwalifikowanego jako pomoc publiczna (Mańko, 2016, s. 4).

Nadrzędnym zadaniem rynku mocy ma być wsparcie dla sektora elektroenergetycznego. Celem tego rozwiązania jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w horyzoncie średnio- i długoterminowym (ME, 2016). Rynek mocy w polskim wydaniu to mechanizm mający stanowić dodatkowe źródło wynagrodzenia dla operatorów elektrowni w zamian za gotowość do zaoferowania w razie potrzeby określonych mocy. Za tę gotowość ponieść koszt mają odbiorcy energii w postaci tzw. opłaty mocowej doliczanej do rachunków za energię (art. 69 ustawy o rynku mocy).

Gotowość dostarczenia dodatkowej ilości mocy na rzecz operatorów sieci energetycznych zdaje się być niezbędna, gdyż zgodnie z prognozami rządowymi istnieje realne ryzyko wystąpienia niedoborów mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym po 2020 r. Zagrożenie wynika w głównej mierze z braku potencjalnych środków pozwalających na budowę nowych źródeł wytwórczych bądź też na modernizację istniejących. Inwestowanie w nowe, konwencjonalne jednostki wytwórcze nie jest bowiem opłacalne, a wraz z zamykaniem najstarszych źródeł energii pojawia się ryzyko, że w ich miejsce nie zostaną stworzone nowsze odpowiedniki. Ze względu na niebagatelne koszty budowy dodatkowych bloków energetycznych, pewny zastrzyk gotówki dla dostawców energii może stanowić niezbędny impuls finansowy stymulujący rozwój polskiego przemysłu energetycznego (Kulesa, 2018, s. 63–64).

Ponadto, spadające ceny energii elektrycznej i wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym miksie energetycznym sprawiają, iż obecne tendencje inwestycyjne wydają się być nieodwracalne. Warto zaznaczyć, że mimo niewątpliwych walorów ekologicznych, źródła odnawialne bywają zawodne. Podczas kryzysowych epizodów rynek czerpie przede wszystkim z tradycyjnych mocy wytwórczych. Problem polega jednak na fakcie, iż ustawiczne utrzymanie w gotowości dodatkowych mocy wymaga niebagatelnych nakładów, które, jak pokazuje bilans zysków i strat, są po prostu nieopłacalne. Z tego też powodu, w ocenie ustawodawcy, konieczne stało się wypracowanie rozwiązania stymulującego inwestycje konwencjonalne mające na celu zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii (uzasadnienie do projektu ustawy o rynku mocy, s. 4–8).

Zgodnie z przedstawionymi wcześniej założeniami rynku mocy, dla operatora systemu przesyłowego korzyścią jest zatem gwarancja dostępności mocy w sytuacji niewystarczającej zdolności wytwórczej w przyszłości lub skoków zapotrzebowania, jak to miało uprzednio miejsce np. we Francji czy w Wielkiej Brytanii (Gałczyński i Zajdler, 2015a, s. 1). Korzyścią dla dostawcy mocy jest z kolei dodatkowe wynagrodzenie otrzymywane za samą dostępność dające również możliwość sfinansowania nowych mocy wytwórczych lub utrzymania udziału rynkowego. Jak wynika z powyższego opisu, rynek mocy przynosi obopólne korzyści zarówno dla dostawców, jak i operatorów, jednakowoż nie jest rozwiązaniem pozbawionym wad. Co zdaje się być oczywiste, ostateczne koszty gotowości dostawców energii zostaną przerzucone przez operatorów na ostatecznych odbiorców energii elektrycznej, o czym mowa będzie w dalszej części niniejszego opracowania (Poręba, Przybylski i Zapaśnik, 2015, s. 1–4).

Jako efekt występowania stanów podwyższonego zapotrzebowania, w grudniu 2017 r. przez Sejm przyjęta została ustawa o rynku mocy, która weszła w życie 18 stycznia 2018 r. Następnie, decyzją Prezesa URE w dnia 30 marca 2018 r., zatwierdzony został Regulaminu Rynku Mocy⁴.

Wprowadzenie mocy jako kolejnego towaru oznacza rewolucję w dotychczasowej architekturze rynku energii. Aktualnie jednotowarowy rynek został przekształcony na rynek dwutowarowy. Transakcjom tak kupna, jak i sprzedaży podlegać będzie nie tylko wytworzona energia elektryczna, lecz także gotowość do dostarczania energii do sieci, czyli moc dyspozycyjna netto. Zgodnie z uchwaloną ustawą wytwórcy energii lub jednostki redukcji zapotrzebowania (DSR) mogą uzyskiwać wynagrodzenie za gotowość do dostarczania mocy do systemu przy jednoczesnym obowiązku jej dostawy w sytuacji okresów zagrożenia, czyli momentach, w których zachodzi ryzyko wystąpienia problemów z zaspokojeniem szczytowego zapotrzebowania odbiorców na moc (Bayer i Rączka, 2017, s. 13–15).

2. Rynek mocy w Polsce na tle unormowań Unii Europejskiej

Rozwiązanie zdefiniowane jako rynek mocy nie stanowi polskiego rozwiązania autorskiego, lecz formę pomocy publicznej stosowaną powszechnie w ramach Unii Europejskiej dla uzdrowienia rynku energetycznego. Jak wspomniano wcześniej, wynagrodzenie w ramach rynku mocy wypłacane jest podmiotom za wytwarzanie energii, ale również za gotowość jej dostarczenia. Całość stwarza więc zachętę do podejmowania decyzji inwestycyjnych, modernizacyjnych oraz do odstąpienia od zamiaru przedwczesnego wycofywania z eksploatacji istniejących źródeł wytwórczych. Rynek mocy może więc kreować preferencyjne warunki gospodarcze, które nie pojawiłyby się w normalnych warunkach rynkowych (FAE, 2015). Z tych też powodów ustawa wprowadzająca obowiązek mocowy wymagała notyfikacji przez KE. Strona Polska wprowadziła do ustawy wiele zmian, dostosowując rynek mocy do obowiązujących regulacji unijnych z zakresu pomocy publicznej. Ostatecznie 7 lutego 2018 r. KE wydała zgodę na wdrożenie wsparcia sektorów energetycznych w sześciu krajach unijnych: Polsce, Niemczech, Francji, Włoszech, Grecji oraz Belgii Niemczech (KE, 2018).

Zdaniem KE, mechanizmy, na które wyraziła ona zgodę, przyczynią się do zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii, zapewniając jednocześnie ochronę konkurencji na jednolitym rynku. Według polskiego resortu energetyki: „Rynek mocy jest jednym z najbardziej złożonych mechanizmów dotyczących polskiego sektora energetyki, który został do tej pory zgłoszony Komisji Europejskiej i uzyskał pozytywną decyzję”⁵.

Warto zaznaczyć, że celem rynku mocy nie jest przejmowanie na państwo całego ryzyka, wiążącego się z prowadzeniem działalności gospodarczej ukierunkowanej na wytwarzanie energii elektrycznej, a jedynie minimalizowanie tego ryzyka do poziomu, który pozwala na podejmowanie racjonalnych decyzji inwestycyjnych. Rynek mocy w dalszej perspektywie ma zapewnić transformację polskiej energetyki w kierunku niskoemisyjnym zgodnie z tendencjami panującymi na rynkach energetycznych państw tzw. starej Europy. Wskazuje się, że dzięki temu w sposób

⁴ Komunikat Prezesa URE (nr 29/2018) w sprawie wydania przez Prezesa URE decyzji z dnia 30 marca 2018 r. (znak: DRR.WAR.7120.1.2018) zatwierdzającej regulamin rynku mocy, dostęp online: <https://www.ure.gov.pl/pl/stanowiska/7483,Komunikat-nr-292018.html> (29.07.2018).

⁵ Decyzja Komisji Europejskiej 7.2.2018 C(2018) 601 final. Pozyskano z: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272253/272253_1977790_162_2.pdf (29.07.2018).

niedyskryminacyjny, efektywny kosztowo oraz zgodny z zasadami zrównoważonego zachowane zostanie bezpieczeństwo dostaw energii do odbiorców końcowych (Kukuła, 2017, s. 5–9).

Sześcioma zatwierdzonymi w ostatnim czasie mechanizmami zdolności wytwórczych objęta została ponad połowa ludności Unii Europejskiej. Zakres instrumentów rynku mocy jest odmienny w zależności od jurysdykcji i obejmuje szereg różnego rodzaju rozwiązań uwzględniających szczególne potrzeby danego państwa członkowskiego.

Rysunek 1. Mechanizmy zdolności wytwórczych w sześciu krajach Unii Europejskiej



Źródło: opracowanie własne na podstawie: KE. (2018). Komunikat prasowy „Pomoc państwa: Komisja zatwierdziła sześć mechanizmów zdolności wytwórczych mających na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Belgii, Francji, Niemczech, Grecji, we Włoszech i w Polsce. Komisja Europejska. Pozyskano z: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-682_pl.htm.

Komisja wyraziła zezwolenie na stosowanie mechanizmów wspierających regulację zapotrzebowania w Grecji oraz Francji. Odbiorcy końcowi w tych krajach otrzymają zapłatę za zmniejszenie zużycia energii elektrycznej w szczytowych godzinach, gdy pobór energii jest największy. Francja wykazała, że system ten jest niezbędny w celu wzmocnienia sektora usług regulacji zapotrzebowania, podając jako główny motyw regulacji skrajny wzrost zapotrzebowania na energię w czasie niskich temperatur. Argumenty Grecji również koncentrowały się na niskich temperaturach, które w latach 2016–2017 spowodowały trudną sytuację na rynku energetycznym kraju. W obydwu ww. państwach mechanizmy mają charakter tymczasowy, a wsparcie będzie zapewniane w drodze regularnych, konkurencyjnych przetargów, aby ograniczyć koszty.

Niemcy oraz Belgia otrzymały zgodę na wprowadzenie rezerw strategicznych. Wymienione kraje przedstawiły zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw, do zminimalizowania których mają przyczynić się rezerwy. Niemcy zaś jako powód swojego działania wskazały na trwającą reformę rynku energii elektrycznej oraz jednoczesne wycofywanie energii jądrowej. W przypadku Belgii rezerwa strategiczna ma za zadanie złagodzenie ryzyka związanego z podażą w odniesieniu do importowanej energii elektrycznej. W przypadku obu wymienionych krajów rozwiązanie w postaci rezerw strategicznych ma charakter przejściowy.

W przypadku Polski oraz Włoch, KE zezwoliła na stosowanie ogólnorynkowych mechanizmów zdolności wytwórczych. Mają one zastosowanie w przypadku, gdy na rynkach energii

elektrycznej występują strukturalne problemy dotyczące bezpieczeństwa dostaw. Zarówno Włochy, jak i Polska swych problemów upatrują w ryzyku wystąpienia niewystarczających mocy wytwórczych, spowodowanych niskimi cenami energii, a tym samym w braku dochodów dla potencjalnych inwestorów, chcących zbudować nowe zdolności wytwórcze lub zmodernizować obecne (KE, 2018).

We wszystkich wymienionych przypadkach KE uznała, że zaproponowane rozwiązania są zgodne z unijnymi zasadami pomocy państwa i nie powodują nadmiernej ingerencji państwa w sektor energetyczny.

Jednym z kluczowych instrumentów rynku mocy zaadaptowanego w Polsce jest obowiązek mocy, którego definicja ustawowa będzie stanowiła punkt wyjściowy dla dalszych rozważań zawartych w artykule.

III. Obowiązek mocy – zagadnienia wstępne

Bezpieczeństwo dostaw w czasie rzeczywistym zapewniają mechanizmy w ramach rynku energii, takie jak usługi systemowe czy mechanizm centralnego bilansowania. Z kolei celem rynku mocy jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w horyzoncie średnio- i długoterminowym – tj. zapewnienie wystarczalności mocy wytwórczych (art. 1 ust. 2 ustawy o rynku mocy).

Obowiązek mocy, stanowiący jeden z głównych instrumentów rynku mocowego zaadaptowanego w Polsce, stanowi zobowiązanie dostawcy mocy do pozostawania w okresie dostaw w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej do systemu przez jednostkę rynku mocy oraz do dostawy określonej mocy elektrycznej do systemu w okresach zagrożenia (art. 2 pkt 23 ustawy o rynku mocy).

Przekładając ustawową definicję obowiązku mocowego na język zobowiązań, można wskazać, że obowiązek mocy to cywilnoprawne zobowiązanie wobec operatora, które składa się z dwóch komponentów: (1) gotowości do dostarczenia mocy, polegającej na utrzymaniu jednostek fizycznych w odpowiednim stanie przez cały okres dostaw, oraz (2) z dostarczenia mocy do systemu w okresie zagrożenia⁶. Moce mają być kontraktowane na aukcjach, których uczestnicy będą oferować w określonym czasie operatorowi tzw. obowiązek mocy (art. 2 pkt 3 ustawy o rynku mocy).

Pierwsze aukcje w ramach rynku mocy mają odbyć się w dniach: 15 listopada, 5 grudnia i 21 grudnia 2018 r. Aukcje przeprowadzone zostaną w celu zakontraktowania dostaw energii odpowiednio na lata: 2021, 2022, 2023. W późniejszym okresie przewiduje się organizację jednej aukcji rocznie dotyczącej 5 letniego okresu dostaw. W latach 2019–2025 organizowana będzie co roku jedna aukcja główna na okresy dostaw przypadające odpowiednio na lata 2024–2030 (art. 29 ust. 3 ustawy o rynku mocy).

Obowiązki mocowe ukształtowane w wyniku aukcji będą mogły podlegać dalszemu obrotowi na rynku wtórnym (art. 48 ustawy o rynku mocy).

W celu lepszego zrozumienia istoty obowiązku mocowego konieczne jest rozłożenie na czynniki pierwsze najistotniejszych komponentów, wchodzących w skład jego ustawowej definicji. Ze względu na wysoce specjalistyczną dziedzinę, regulowaną przez ustawę o rynku mocy, definicja

⁶ Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. 2018, poz. 9).

obowiązku mocowego składa się z wielu elementów, które również zostały zdefiniowane przez ustawodawcę.

IV. Podstawowe elementy składowe definicji obowiązku mocowego

1. Dostawca i jednostka rynku mocy

Uczestnikami biorącymi udział w aukcjach i dostarczającymi produkt na rynku mocy są tzw. dostawcy mocy, czyli podmioty dysponujące jednostkami rynku mocy (JRM) (art. 2 pkt 4 ustawy o rynku mocy). Są oni właścicielami lub osobami upoważnionymi przez właścicieli do dysponowania:

- 1) jednostkami fizycznymi redukcji zapotrzebowania (JFRZ) – moc do systemu dostarczana jest poprzez czasowe ograniczenie pobierania jej z sieci elektroenergetycznej;
- 2) jednostkami fizycznymi wytwórczymi (JFW) – w tym: jednostkami wytwórczymi lub magazynami energii elektrycznej posiadającymi zdolność do dostawy mocy do systemu.

Do grup JFRZ oraz JFW zalicza się także odpowiednio: jednostki fizyczne zagraniczne redukcji zapotrzebowania i jednostki fizyczne zagraniczne z państw członkowskich UE, których systemy elektroenergetyczne są przyłączone bezpośrednio do polskiego systemu elektroenergetycznego. Jednostki te będą mogły wziąć udział w aukcji mocy pod warunkiem uzgodnienia takiego rozwiązania w odpowiedniej umowie zawartej pomiędzy właściwymi Operatorami Systemów Przesyłowych (OSP). Cały proces może zostać przeprowadzony również w drugą stronę – obowiązek mocowy może zostać zaoferowany bezpośrednio przez OSP wyznaczonego dla systemu państwa członkowskiego UE przyłączonego bezpośrednio do polskiego systemu przesyłowego (Cichocki, Młodawski i Lewicki, 2018, s. 1–2).

Ustawa o rynku mocy nakłada na właścicieli jednostek fizycznych wytwórczych o mocy osiągalnej minimum 2 MW brutto, mogących wprowadzać energię do sieci, obowiązek corocznego przystąpienia do certyfikacji ogólnej (art. 11 ustawy o rynku mocy).

Brak wywiązania się z ustawowego obowiązku może skutkować wystosowaniem przez Prezesa URE kary w wysokości do 5% przychodów danego podmiotu w poprzednim roku podatkowym (art. 85 ust. 5 ustawy o rynku mocy).

Warto zaznaczyć, że złożenie wniosku w certyfikacji ogólnej przez dostawców nie jest jednoznaczne z koniecznością ich udziału w dalszych procesach rynku mocy – jest to tylko spełnienie wymogu ustawowego. Z kolei dla chętnych do osiągania przychodów z rynku mocy jest to pierwszy etap procesu, w ramach którego jednostki wytwórcze i jednostki redukcji zapotrzebowania będą mogły, w wyniku aukcji mocy, zawrzeć umowy mocowe, na podstawie których otrzymają wynagrodzenie. Aukcje mocy, które będą prowadzone w Polsce od listopada 2018 r., będą aukcjami typu holenderskiego, tj. składającymi się z wielu rund z ceną malejącą. Jednostki rynku mocy, które zostaną dopuszczone do udziału w aukcji, będą opuszczać aukcję, kiedy cena kolejnej rundy nie będzie już zapewniać ich oczekiwanego wynagrodzenia za moc. W efekcie, aukcje będą wygrywać najtańsze oferty przy zachowaniu neutralności technologicznej, co oznacza obowiązywanie zakazu dyskryminowania lub wspierania konkretnych rozwiązań technologicznych lub standardów (Kamiński i Saługa, 2017, s. 167–169).

Parametry aukcji zostaną określone przez ministra właściwego ds. energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 34 ustawy o rynku mocy.

2. Operator

Jak wskazano wcześniej, obowiązek mocowy to cywilnoprawne zobowiązanie dystrybutora wobec operatora. Operator jest zatem drugą stroną stosunku zobowiązaniowego wynikającego z obowiązku mocowego.

Operator w ustawie o rynku mocy został określony jako operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego, z odwołaniem do ich definicji zawartych w art. 3 pkt 24 lub 28 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne⁷ (art. 2 pkt 27 ustawy o rynku mocy).

Ustawodawca odwołuje się tym konkretnym przypadku do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii elektrycznej, które jest odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi bądź do przedsiębiorstwa energetycznego zarządzającego systemami połączonymi elektroenergetycznymi, w tym systemem przesyłowym i dystrybucyjnym albo systemem przesyłowym, dystrybucyjnym i magazynowania (Kukuła i Stoczkiewicz, 2017, s. 11–14).

Operator, jak wynika z powyższego, nabywa i egzekwuje zdolności wytwórcze lub redukcyjne oferowane przez dostawców mocy, a ponadto odgrywa rolę analityczną, wyznaczając wielkości niezbędne do planowania w zakresie pokrycia zapotrzebowania na moc i energię (Kamiński i Saługa, 2017a, s. 170–171).

3. Okres dostaw i okres zagrożenia

Definicja obowiązku mocowego odnosi się również do okresów, w których dostawca jest zobowiązany świadczyć usługi na rzecz operatora.

Jak wynika z definicji rynku mocowego, Polski rynek mocy działa zgodnie z tzw. modelem dostawy (*delivery*), a nie wyłącznie gotowości (*availability*) (uzasadnienie do projektu ustawy o rynku mocy, s. 1). Model ten, oprócz gotowości do dostarczenia mocy, polegającej na utrzymaniu jednostek fizycznych w odpowiednim stanie przez cały okres dostaw, zobowiązuje również podmiot obciążony obowiązkiem mocowym do dostarczenia mocy do systemu w okresie zagrożenia (uzasadnienia do projektu ustawy o rynku mocy, s. 13–14).

Zarówno obowiązek gotowości jak również dostawy korelują do odpowiednich okresów, w których świadczenia wynikające z obowiązku mocowego powinny być świadczone.

Obowiązek gotowości odnosi się do okresu dostaw, czyli roku kalendarzowego albo kwartału, dla którego jest przeprowadzana aukcja mocy (art. 2 pkt 25 ustawy o rynku mocy).

Z kolei obowiązek dostawy odnosi się do okresu zagrożenia, zdefiniowanego jako pełna godzina, w której nadwyżka mocy dostępnej dla operatora w procesach planowania dobowego pracy systemu jest niższa od wartości wymaganej, określonej zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 prawa energetycznego (art. 2 pkt 26 ustawy o rynku mocy). Okres zagrożenia definiuje się więc jako godzinę, w której planowana rezerwa mocy dyspozycyjnej dostępna dla OSP (przekraczająca popyt) jest niższa niż poziom rezerwy minimalnej wymagany do bezpiecznego użytkowania sieci.

⁷ Dz.U. 2018, poz. 755.

Okres zagrożenia może wystąpić w dowolnej godzinie szczytowego zapotrzebowania między 7:00 a 22:00 w dni robocze.

Nie wprowadza się żadnych ograniczeń co do liczby i czasu trwania przerw między kolejnymi okresami zagrożenia. Okres zagrożenia musi być poprzedzony ostrzeżeniem wydanym przez OSP z co najmniej ośmiogodzinnym wyprzedzeniem (Michalski i Sołtysik, 2016, s. 50).

V. Wykonanie obowiązku mocowego

1. Obowiązki przedsiębiorstw energetycznych

Po zapoznaniu się z siatką pojęciową używaną przez ustawodawcę w ustawie o rynku mocy możliwe jest przejście do treści obowiązku mocowego (art. 57 ustawy o rynku mocy).

Ustawa o rynku mocy określa zasady organizacji i funkcjonowania tego rynku oraz nakłada szereg obowiązków na uczestników rynku: operatorów systemów przesyłowego i dystrybucyjnych, wytwórców energii elektrycznej, podmioty oferujące usługę redukcji zapotrzebowania, zarządcę rozliczeń, a także na organy administracji – Prezesa URE oraz ministra właściwego ds. energii.

Jednym z takich obowiązków jest udział w procesie certyfikacji ogólnej, dotyczący wszystkich właścicieli jednostek fizycznych wytwórczych, których moc osiągalna brutto jest nie mniejsza niż 2 MW (art. 11 ustawy o rynku mocy). Obowiązek ten dotyczy wszystkich przedsiębiorców prowadzących działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, również tych, którzy nie są objęci obowiązkiem uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej udzielonej przez Prezesa URE. Oznacza to, że każdy wytwórca energii elektrycznej, (np. elektrownia, elektrociepłownia, farma wiatrowa), niezależnie od obowiązku posiadania koncesji, jest zobowiązany do przekazania Polskim Sieciom Energetycznym S.A. wymaganych informacji oraz wpisania swojej jednostki do rejestru rynku mocy (Kania i Tyrakowska, 2018, s. 10).

Zgodnie z zapisami ustawy o rynku mocy, pierwsza certyfikacja ogólna rozpoczęła się 3 kwietnia i zakończyła się 29 maja 2018 r. Była ona przeprowadzona zgodnie z Regulaminem Rynku Mocy (PSE, 2018), w którym zostały określone m.in. zasady organizacji i przebieg procesu certyfikacji. Za przeprowadzenie procesu certyfikacji ogólnej odpowiadają Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Certyfikację ogólną przeprowadza się w celu pozyskania informacji o jednostkach fizycznych oraz wpisaniu ich do rejestru rynku mocy. Zebrane informacje będą służyć przygotowaniu propozycji parametrów aukcji.

Brak przystąpienia do certyfikacji ogólnej skutkuje możliwością nałożenia przez Prezesa URE kary administracyjnej na właściciela jednostki fizycznej wytwórczej (URE, 2018).

Wykonywanie obowiązku mocowego polega na (art. 57 o rynku mocy):

- 1) pozostawaniu w gotowości do dostarczania przez jednostkę rynku mocy określonej w umowie mocowej mocy elektrycznej do systemu oraz;
- 2) dostarczeniu mocy elektrycznej do systemu w okresach zagrożenia w wielkości równej skorygowanemu obowiązkowi mocowemu, o którym mowa w art. 58 ust. 1 ustawy o rynku mocy – w przypadku jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w systemie oraz jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego lub;

- 3) dostarczeniu mocy elektrycznej do systemu przesyłowego państwa członkowskiego Unii Europejskiej, bezpośrednio połączonego z systemem lub pozostawianiu w gotowości do dostarczenia mocy, w okresach zagrożenia w wielkości równej skorygowanemu obowiązkowi mocowemu, o którym mowa w art. 58 ust. 1 ustawy o rynku mocy – w przypadku jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych zagranicznych zlokalizowanych w tym systemie.

Jeśli chodzi o obowiązki nałożone na podmioty biorące udział w dystrybucji energii elektrycznej, ustawa o rynku mocy wprowadza również odpowiednie obowiązki:

- 1) obowiązek współpracy operatorów systemów dystrybucyjnych z Polskimi Sieciami Energetycznymi S.A. w procesie certyfikacji na zasadach określonych w Regulaminie; współpraca dotyczy m.in. procesu pozyskiwania informacji o jednostkach wytwórczych; spółki dystrybucyjne będą odpowiedzialne m.in. za weryfikację danych zgłaszanych przez wytwórców;
- 2) mniejsi operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSDn), nieposiadający bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, będą z kolei realizować te obowiązki za pośrednictwem dużych operatorów (OSD); zasady współpracy również określa Regulamin; nieuzasadniona odmowa współpracy lub nieterminowa realizacja obowiązków przez OSD oraz OSDn zagrożona jest karą, w wysokości do 5% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej osiągniętego w poprzednim roku podatkowym (art. 85 ustawy o rynku mocy).

2. Partycypacja w kosztach

Ważną kwestią związaną z rynkiem mocy jest również jego koszt. Utrzymanie spoczywać będzie bowiem na wszystkich odbiorcach energii: zarówno przedsiębiorcach, jak i gospodarstwach domowych. Do rachunków za energię elektryczną doliczane będą tzw. opłaty mocowe. Dla poszczególnych odbiorców ich stawki będą kształtowane osobno. Gospodarstwa domowe obciążone będą stawką miesięczną zależną od rocznego zużycia energii elektrycznej.

Dla odbiorców komercyjnych stawka ustalana będzie w stosunku do energii elektrycznej pobranej w wybranych godzinach doby (godzinach szczytu). Celem takiego rozwiązania jest zachęcenie odbiorców do pobierania energii w czasie mniejszego zapotrzebowania, tak aby rozładować obciążenie sieci elektroenergetycznej. Obecnie nie ma jeszcze możliwości wskazania wysokości przyszłych opłat. Z informacji uzasadnienia załączonego do projektu ustawy wynika jednak, że roczny koszty utrzymania rynku energii przez przedsiębiorców oraz gospodarstwa domowe przekraczać będzie 3 mld zł. Wynioskować można więc, że opłata mocowa będzie zauważalną składową całkowitego kosztu energii – szczególnie dla przedsiębiorców. Co więcej, niepewność budzi również fakt, że obecnie nie wiadomo jeszcze które godziny będą uznane za tzw. godziny szczytowe, co wiązać będzie się ze zwiększeniem opłat. Istnieje ryzyko, że w celu polepszenia sytuacji sektora energetycznego stawki opłaty mocowych ustalone zostaną nieproporcjonalnie do rzeczywistego obciążenia sieci. Pierwsze opłaty mocowe mają zostać pobrane od października 2020 r. (Styczyński, 2018, s. 7).

Ustawodawca przewidział również możliwość skorzystania z ulg dotyczących opłat mocowych. Możliwość skorzystania z nich obarczona jest jednak warunkiem zużycia przynajmniej 100 GWh w roku poprzedzającym (art. 71 ustawy o rynku mocy). Tak wysoki wymóg zużycia energii oznacza

w praktyce, że kwalifikować będą się tylko najwięksi krajowi odbiorcy przemysłowi. Dodatkowymi warunkami jest spełnienie wartości współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej oraz prowadzenie określonego typu działalności gospodarczej wymienionego w ustawie. W związku z powyższym, koszty utrzymania rynku mocy najdotkliwiej odczują przedsiębiorcy z branż energochłonnych, którym niewiele brakuje do spełnienia wymagań uprawniających do ulgi (Pils i Skupień, 2018, s. 322–324).

Koncepcja rynku mocy i jej wytyczne są naturalnie wsparciem dla elektrowni korzystających ze źródeł konwencjonalnych. Głównymi beneficjentami rynku mocy będą więc koncerny energetyczne, jednakże na nowo powstałym rynku będzie również miejsce dla średnich i małych przedsiębiorstw. Warto zaznaczyć, że przeznaczeniem rynku mocy nie jest wyłącznie wygenerowanie i zagwarantowanie mocy wytwórczych. Innym rozwiązaniem jest zmniejszenie zapotrzebowania na energię w kluczowych momentach. Odbiorcy energii mogą być więc wynagradzani za tzw. negawaty (energię niepobrąną), czyli zmniejszenie poboru w momentach szczytowego zapotrzebowania. W opozycji do tradycyjnych źródeł mocy, takich jak elektrownie, rynek mocy przewiduje więc także miejsca dla jednostek redukcji zapotrzebowania (Bayer, Kukuła, Rączka i Stoczkiewicz, 2016, s. 12–15).

Forma ograniczenia poboru energii może odbywać się na wiele sposobów, takich jak:

- 1) zmiana organizacji pracy poprzez zmiany pory dnia energochłonnych procesów;
- 2) odłączenie z sieci urządzeń, które nie są niezbędne do funkcjonowania przedsiębiorstwa;
- 3) użytkowanie własnych źródeł energii, takich jak magazyny energii lub agregaty prądotwórcze.

Na rynku mocy przedsiębiorcy mogą również oferować redukcję zapotrzebowania na energię elektryczną bezpośrednio bądź poprzez łączenie się w agregaty – czyli systemy łączące wielu odbiorców oferujących wspólnie redukcję zapotrzebowania na energię. Warunkiem koniecznym uczestnictwa w rynku mocy jest minimalna moc osiągalnej redukcji zapotrzebowania, która wynosi 2 MW (wartość ta odnosi się zarówno do pojedynczych podmiotów, jak i agregatów). Oznacza to, że przedsiębiorcy, którzy samodzielnie nie spełniają wymogu 2 MW redukcji, mogą uczestniczyć w rynku mocy poprzez przystąpienie do agregatów. W przypadku agregatów przewiduje się również górną granicę oferowanej redukcji zapotrzebowania – 50 MW⁸.

VI. Podsumowanie

Nie ma wątpliwości, że wprowadzenie rynku mocy w Polsce pociągnie za sobą istotne zmiany w funkcjonowaniu sektora wytwarzania energii i będzie miało na niego wpływ przez kolejne lata.

Niemniej, wprowadzenie rynku mocowego i jednoczesne obciążenie przedsiębiorstw energetycznych obowiązkiem mocowym, pomimo niewątpliwych plusów, które nie podlegają dyskusji, może być jednak mieczem obosiecznym. Jego wprowadzenie wiąże się bowiem również z ewentualnymi negatywnymi konsekwencjami.

Przykładowo, może bowiem dojść do paradoksalnej sytuacji, w której istniejące konwencjonalne bloki będą eksploatowane do granic możliwości, a system mający w istocie promować inwestycje w nowe moce wytwórcze będzie realnie je wstrzymywał.

⁸ Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 22/2018) przedstawiająca wykaz usług, o których mowa w art. 16 ust. 2 pkt 3 ustawy o rynku mocy. Pozyskano z: <https://www.ure.gov.pl/download/1/9068/KW104724DRRPLIK1.pdf> (29.07.2018).

Poza tym, wprowadzenie obowiązku mocowego może doprowadzić również do spadku wydajności i efektywności całego systemu elektrycznego, gdyż ocena zapotrzebowania na energię elektryczną w horyzoncie kilku najbliższych lat jest obciążona ryzykiem przeszacowania. Będzie to miało niewątpliwie wpływ na zwiększenie kosztów utrzymania całego systemu energetycznego, których ciężar tradycyjnie spadnie na odbiorców końcowych (Rączka, 2017, s. 60–62).

Pomimo niewątpliwych plusów systemu opartego na rynku mocy, nie sposób jednak zapominać, że rozwiązanie to nie jest pozbawione wad i może być źródłem wielu problemów w przyszłości. W końcu tworzenie krajowych rynków mocy odbywa się obecnie w oparciu o krajowe schematy wsparcia, różnicujące warunki konkurencji w państwach członkowskich. Może to kłócić się z przyjmowanymi rozwiązaniami w zakresie paneuropejskiego rynku dnia bieżącego, rynku dnia następnego oraz bilansowania, które wynikają z wdrażanych kodeksów sieci.

Ponadto, istnieje prawdopodobieństwo zahamowania rozwoju mechanizmów strony popytowej rynku (*demand side response*), które poprzez agregację wolumenów stanowią potencjalne alternatywne źródło mocy na potrzeby bilansowania systemu bez konieczności inwestowania w nowe moce wytwórcze (Jones, Sakhle, Buck i Greichen, 2017, s. 23).

Bibliografia

- Bayer, E. i Rączka, J. (2017). *Jak rozwinąć potencjał DSR w Polsce i obniżyć koszty systemu energetycznego*. Pozyskano z: http://forum-energii.eu/files/file_add/file_add-54.pdf (29.07.2018).
- Bayer, E., Kukula W., Rączka, J. i Stoczkiewicz, M. (2016). *Założenia rynku mocy w Polsce – analiza prawna i ekonomiczna*. Pozyskano z: <https://www.documents.clientearth.org/wp-content/uploads/library/2016-07-14-zalozenia-ryнку-mocy-w-polsce-%E2%80%93-analiza-prawna-i-ekonomiczna-coll-pl.pdf> (29.07.2018).
- Będkowski-Kozioł, M. (2018). Rynek mocy jako nowy instrument zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w Polsce. W: M. Pawełczyk (red.), *Współczesne problemy bezpieczeństwa energetycznego – sektor gazowy i energetyczny*. Warszawa: Wydawnictwo Ius Publicum.
- Buck, M., Greichen, P., Jones, D. i Buck, M. (2017). *The European Power Sector in 2017*. Pozyskano z: <https://sandbag.org.uk/wp-content/uploads/2018/01/EU-power-sector-report-2017.pdf> (29.07.2018).
- Chyoung, C., Hach, D. i Spinler, S. (2014). *Capacity market design options: a capacity expansion model and a GB case study*. Pozyskano z: https://papers.ssrn.com/sol3/Delivery.cfm/SSRN_ID2435165_code2046294.pdf?abstractid=2435165&mirid=1 (29.07.2018).
- Cichocki, K., Lewicki M. i Młodawski, T. (2018). *Model rynku mocy w Polsce*. Pozyskano z: <https://skslegal.pl/wp-content/uploads/2018/01/Za%C5%82o%C5%BCenia-ryнку-mocy-stycze%C5%84-2018-1.pdf> (29.07.2018).
- Coibion, A. i Pickett, J. (2014). *Capacity mechanisms: reigniting Europe's energy markets*. Brussels: Linklaters. Pozyskano z: http://www.linklaters.com/pdfs/mkt/london/6883_LIN_Capacity_Markets_Global_Web_Single_Final_1.pdf (29.07.2018).
- Complak, K. (2014). W: M. Haczowska (red.), *Konstytucja Rzeczypospolitej Polskiej. Komentarz*. Warszawa: LexisNexis.
- FAE. (2015). *Rynek Mocy w Wielkiej Brytanii – Doświadczenie ważne dla Polski*. Warszawa: Forum Analiz Energetycznych. Pozyskano z: http://forum-energii.eu/files/file_add/file_add-28.pdf (29.07.2018).

- Gałczyński, M. i Zajdler, R. (2015). *Czy Polska rzeczywiście potrzebuje rynku mocy?* Pozyskano z: https://www.cire.pl/pliki/2/rynek_mocy_02_09_2015.pdf (29.07.2018).
- Kania, M. i Tyrakowska, M. (2018). Rynek mocy czyli zapobieganie blackoutom. *Dziennik Gazeta Prawna*, 19 stycznia.
- KE. (2018). *Pomoc państwa: Komisja zatwierdziła sześć mechanizmów zdolności wytwórczych mających na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Belgii, Francji, Niemczech, Grecji, we Włoszech i w Polsce*. Komunikat prasowy. Komisja Europejska. Pozyskano z: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-682_pl.htm (29.07.2018)
- Kukuła, W. (2017). *Ocena ustawy o rynku mocy*. Pozyskano z: https://www.cire.pl/pliki/1/2017/2017_12_12_ocena_ustawy_o_rynku_mocy_ce_pl.pdf (29.07.2018).
- Kukuła, W. i Stoczkiewicz, M. (2017). *Rządowy projekt ustawy o rynku mocy. Wątpliwości prawne, środowiskowe i ekonomiczne*. Warszawa: ClientEarth Prawnicy dla Ziemi.
- Kulesa, M. (2018). Ustawa o rynku mocy jako nowy element architektury modelu polskiej elektroenergetyki. W: P. Polecki, P. Pijarski, (red.), *Rynek energii elektrycznej Rozwój, polityka, ekonomia*. Lublin: Politechnika Lubelska.
- Mańko, A. (2016). *Tzw. rynek mocy jako element rynku energetycznego*. Pozyskano z: <https://www.cire.pl/pliki/2/amanko5miejsce.pdf> (29.07.2018).
- ME. (2016). *Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy*. Warszawa: Ministerstwo Energii. Pozyskano z: <https://r.dcs.redcdn.pl/https/o2/tvn/web-content/m//p121/f/84f0f20482cde7e5eacaf7364a643d33/22c51182-9bba-47f7-bf11-f9f32217047e.pdf> (29.07.2018).
- Michalski, D. i Sołystik, M. (2016). Rynek Mocy. Kolejny etap tworzenia zliberalizowanego rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej. *Unia Europejska.pl*, 3, 49–59.
- Pils, P. i Skupień, M. (2018). *Rynek mocy, usługi eksperckie przy wprowadzaniu jednostek wytwórczych na rynek*. Pozyskano z: https://rynekmocy.com/media/karta_RynekMocy.pdf (29.07.2018).
- Poręba, S., Przybylski, M. i Zapaśnik, M. (2015). Rynek mocy krajowego systemu elektroenergetycznego. *Nowa Energia*, 1.
- PSE. (2018). *Regulamin Rynku Mocy*. Warszawa: Polskie Sieci Energetyczne, 30 marca. Pozyskano z: https://www.pse.pl/documents/20182/80458756/2018-01-19-Regulamin_Rynku_Mocy_poprawiony.pdf (29.07.2018).
- PSE. (2018a). *Rekord zapotrzebowania na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, w okresie zimowym*. Informacja Prasowa. Warszawa: Polskie Sieci Elektroenergetyczne. Pozyskano z: <https://www.pse.pl/-/kolejny-rekord-zapotrzebowania-na-moc-w-krajowym-systemie-elektroenergetycznym-w-okresie-zimowym> (29.07.2018).
- Rączka, J. (2017). Rynek mocy – skutki dla odbiorców energii. *Energetyka – Społeczeństwo – Polityka*, 1, 59–70.
- Saluga, P. i Kamiński, J. (2017). Rynek mocy w Polsce – aukcja jednocenowa vs. Dyskryminacyjna. *Zeszyty Naukowe*, 98, 167–176.
- URE. (2018). *Obowiązkowa certyfikacja ogólna do rejestru rynku mocy od 3 kwietnia do 29 maja 2018 r. w PSE dla wszystkich właścicieli jednostek wytwórczych powyżej 2 MW*. Informacja prasowa. Warszawa: Urząd Regulacji Energetyki. Pozyskano z: <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/7439,Obowiazkowa-certyfikacja-ogolna-do-rejestru-rynku-mocy-od-3-kwietnia-do-29-maja-.html> (29.07.2018).