

## Istota i prawne aspekty funkcjonowania rynku wtórnego dla rynku mocy

### Spis treści

- I. Wprowadzenie
- II. Znaczenie rynku mocy dla sektora energetycznego
- III. Próba zdefiniowania rynku wtórnego
- IV. Istota rynku wtórnego
- V. Zawarcie transakcji na rynku wtórnym
  1. Uwagi ogólne
  2. Zakres podmiotowy rynku wtórnego
  3. Obrót wtórny obowiązkiem mocowym
  4. Realokacja wielkości wykonanego obowiązku mocowego
- VI. Skuteczność transakcji na rynku wtórnym
  1. Warunki skuteczności transakcji na rynku wtórnym
  2. Warunek zgłoszenia transakcji do rejestru rynku mocy
  3. Warunek niewyrażenia sprzeciwu wobec transakcji
  4. Warunek wpisu transakcji do rejestru rynku mocy
- VII. Funkcjonowanie rynku wtórnego na przykładzie rynku mocy w Wielkiej Brytanii
  1. Uwagi ogólne
  2. Zasady funkcjonowania rynku wtórnego w Wielkiej Brytanii
  3. Obrót wtórny obowiązkiem mocowym
  4. Realokacja wielkości wykonanego obowiązku mocowego
- VIII. Podsumowanie

### Streszczenie

Rynek mocy stanowi system wsparcia dla budowy nowych elektrowni konwencjonalnych oraz modernizacji i utrzymywania istniejących, mający na celu zapewnienia długoterminowego bezpieczeństwa energetycznego kraju. Rynek wtórny jest istotnym elementem prawidłowego funkcjonowania tego mechanizmu. Wpisuje się on bowiem w przyjętą przez polskiego ustawodawcę koncepcję zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego przez stworzenie systemu wsparcia dla inwestycji w energetykę konwencjonalną. W niniejszej pracy podjęto się pierwszej próby naukowej analizy znaczenia rynku wtórnego dla polskiego rynku mocy. W opracowaniu omówiono

\* Doktorant w Katedrze Prawa i Postępowania Administracyjnego na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego; associate w kancelarii Greenberg Traurig Grzesiak sp. k. (Dział Capital Markets/M&A); e-mail: [michal.baldowski@gmail.com](mailto:michal.baldowski@gmail.com).

\*\* Doktorant w Katedrze Europejskiego Prawa Gospodarczego (Zakład Prawa Gospodarczego Publicznego) na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego; wiceprezes Zarządu Polskiej Fundacji Prawa Konkurencji i Regulacji Sektorowej *Ius Publicum* w Warszawie; członek Rady Programowej i wykładowca studiów podyplomowych „Regulacja i polityka energetyczna” na Uniwersytecie Łódzkim; e-mail: [mkrasniewski@wpia.uni.lodz.pl](mailto:mkrasniewski@wpia.uni.lodz.pl); [krasniewski@iuspublicum.pl](mailto:krasniewski@iuspublicum.pl).

przyczyny wprowadzenia rynku mocy, a także określenia istoty rynku wtórnego. W opracowaniu zostały przedstawione najważniejsze zasady funkcjonowania rynku wtórnego, a także dwa rodzaje transakcji, jakie się na nim dokonują (obrot obowiązkowym oraz realokacja wolumenu). Dalej zostały omówione warunki skuteczności transakcji na rynku wtórnym. Istotną część artykułu stanowi omówienie funkcjonowania rynku wtórnego dla rynku mocy w Wielkiej Brytanii. Takie ujęcie tematyki wydaje się być w pełni uzasadnione, albowiem ustawa o rynku mocy wzorowana jest na brytyjskich regulacjach, a sam rynek wtórny funkcjonuje od kilku lat w Wielkiej Brytanii.

**Słowa kluczowe:** rynek mocy; rynek wtórny; bezpieczeństwo energetyczne; obrót wtórny obowiązkowym; relokacja wolumenu; obowiązek mocowy.

**JEL:** K23, K32, K33

## I. Wprowadzenie

Zgodnie z ustawą z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy<sup>1</sup> (dalej: ustawa, ustawa o rynku mocy) rynek wtórny jest jednym z elementów mechanizmu rynku mocy w Polsce. Uregulowany element nie został jeszcze wykorzystany w obrocie gospodarczym. Rynek mocy w Polsce złożony jest bowiem z trzech następujących po sobie etapów: (i) certyfikacji ogólnej oraz certyfikacji do aukcji głównej i dodatkowych; (ii) aukcja główna oraz aukcja dodatkowa; (iii) rynek wtórny. A zatem praktyczne zastosowanie rynku wtórnego będzie miało miejsce po zakończeniu poprzedzających go etapów. Z tych względów należy podjąć się naukowej analizy tego zagadnienia, która pozwoli ustalić znaczenie rynku wtórnego dla rynku mocy i wskazać możliwe kierunki rozwoju rynku mocy w Polsce. Mając na uwadze początkową fazę rozwoju rynku mocy w Polsce nie można poprześć na analizie krajowego ustawodawstwa. Polski rynek wtórny dla rynku mocy jest wzorowany na mechanizmie funkcjonującym w brytyjskim sektorze energetycznym. Prawnoporównawcza analiza rynku wtórnego pozwoli zatem określić znaczenie rynku wtórnego oraz jego praktyczne zastosowanie w obrocie.

Rynek wtórny stanowi narzędzie, które ma na celu zapewnienie większej elastyczności i efektywności rynku mocy, a także zwiększenia tym samym poziomu bezpieczeństwa energetycznego. Stanowi on również urynkowanie rynku mocy, który ze swej istoty jest pomocą państwa dla sektora energetycznego. Uzasadnienie powyższych stwierdzeń będą stanowiły odpowiedzi na następujące pytania badawcze: Jak jest znaczenie rynku mocy dla sektora energetycznego? Dlaczego wydolność rynku mocy jest istotna dla sektora energetycznego? Czym jest rynek wtórny dla rynku mocy? Jakie funkcje spełnia rynek wtórny dla rynku mocy? Jakie rodzaje ryzyka występują w związku z przystąpieniem do rynku mocy? Jakie są założenia konstrukcyjne rynku wtórnego? Jak może być znaczenie rynku wtórnego w praktyce obrotu? W jakim kierunku będzie rozwijał się rynek wtórny w Polsce?

Celem opracowania jest uzyskanie odpowiedzi na wyżej postawione pytania, które następnie pozwolą uzasadnić następującą tezę: rynek wtórny stanowi istotny element mechanizmu rynku

<sup>1</sup> Dz.U. 2018, poz. 9.

mocy, konieczny dla zapewnienia jego elastyczności, bezpieczeństwa oraz ograniczenia ryzyka wynikającego z udziału w nim. W pierwszej kolejności uwaga zostanie zwrócona na znaczenie samego rynku mocy dla sektora energetycznego. Pierwsza część pracy jest istotna z tego względu, iż pozwala określić przyczynę rozluźnienia mechanizmów regulacyjnych na rzecz bilateralnych i nieformalizowanych prawem publicznym porozumień dostawców mocy. Następnie wskazana zostanie istota rynku wtórnego oraz jego najważniejsze założenia konstrukcyjne. Dalej zostanie omówiona skuteczność transakcji dokonanej na rynku wtórnym. Istotną część artykułu stanowi omówienie konstrukcji i funkcjonowania brytyjskiego rynku wtórnego. Takie ujęcie tematyki wydaje się być w pełni uzasadnione, ponieważ ustawodawca polski wzorował się na regulacjach obowiązujących w Wielkiej Brytanii. Odwołanie się do brytyjskich doświadczeń pozwala także określić praktyczne znaczenie rynku wtórnego i konsekwencje przepisów ustawy o rynku mocy dla obrotu gospodarczego. Ze względu na znaczne różnice występujące w mechanizmach rynku mocy funkcjonujących w innych krajach europejskich, a także na ograniczony zakres niniejszej pracy, analiza funkcjonowania zagranicznych mechanizmów rynku mocy została ograniczona wyłącznie do rozwiązań brytyjskich.

## II. Znaczenie rynku mocy dla sektora energetycznego

Sektor energetyczny jest jednym z kluczowych obszarów aktywności zarówno gospodarczej, społecznej, jak i politycznej państwa oraz uczestników obrotu gospodarczego. Trudno wyobrazić sobie funkcjonowanie gospodarek współczesnych państw i ich systemów obronnych bez należytego zabezpieczenia dostępu do energii elektrycznej. W nauce prawa podnosi się, iż przepisy krajowe powinny uwzględniać konieczność zapewnienia społeczeństwu, a także instytucjom państwowym, nieprzerwanego dostępu do energii, co można uznać współcześnie za jedną z najważniejszych funkcji administracji gospodarczej (Strzyczkowski, 2011, s. 159 i n.; Pawełczyk, 2013, s. 411 i n.; Domagała, 2008, s. 20 i n.; Pawełczyk i Kraśniewski, 2018, s. 4). Z tych względów państwo intensyfikuje działalność legislacyjną w obszarze energetyki. Państwo za pomocą regulacji ingeruje w mechanizmy funkcjonujące w sektorze energetycznym oraz je kreuje. Rola regulacji sprowadza się jednak nie tylko do liberalizacji poszczególnych sektorów infrastrukturalnych, lecz także prowadzi do tworzenia systemu wsparcia finansowego pozwalającego na wprowadzanie nowych i innowacyjnych technologii.

Wprowadzenie rynku mocy jest przykładem realizacji przez państwo jednej z podstawowych wartości prawa energetycznego jaką jest bezpieczeństwo energetyczne<sup>2</sup>. Bezpieczeństwo energetyczne rozumie się przede wszystkim jako bezpieczeństwo dostaw, które w prawie polskim oznacza zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię<sup>3</sup>. Rozwój gospodarki oraz wprowadzanie nowych technologii prowadzi do regularnego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną. Częściowe rozwiązanie, choć bardzo ograniczone w polskich realiach, przynosi system instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii. Wzrost inwestycji w odnawialne źródła energii skutkuje jednak zmniejszeniem inicjatyw do finansowania

<sup>2</sup> O bezpieczeństwie energetycznym jako wartości zob.: Będkowski-Kozioł, 2014, s. 4 i n.; Szafranski, 2014, s. 168 i n.; Pawełczyk, 2013, s. 25 i n.; IEA, 2018.

<sup>3</sup> Art. 3, pkt 16a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. 2017, poz. 220 ze zm.).

budowy, utrzymywania i modernizowania jednostek wytwórczych wykorzystujących energię konwencjonalną. Skala redukcji mocy wytwórczych i konieczność budowy nowych elektrowni konwencjonalnych jest zauważalna w wielu krajach Europy. Przykładowo wymienić należy reformę przeprowadzoną w Wielkiej Brytanii, u podstaw której legła zauważalna od ponad dwudziestu lat redukcja elektrowni konwencjonalnych (Department of Energy & Climate Change, 2012). Można zatem uznać, że celem wprowadzenia rynku mocy jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w warunkach niedostatecznych inwestycji na rynku energii konwencjonalnej. Państwo przejmuje zatem inicjatywę w zakresie budowy właściwej infrastruktury energetycznej i tworzy system wsparcia dla ochrony bezpieczeństwa energetycznego.

Długoterminowy i ogólnosystemowy charakter rynku mocy ma na celu stworzenie warunków umożliwiających realizację największych projektów energetycznych. Projekty energetyczne są największymi przedsięwzięciami realizowanymi w niemal każdym państwie<sup>4</sup>. Przyczyniają się one zatem do wzrostu gospodarczego, zwiększenia liczby miejsc pracy, a także rozwoju nauki i techniki dla sektora energetycznego. Należy zatem rynek mocy traktować jako instrument interwencjonizmu państwowego w gospodarkę ukierunkowanego na wzrost inwestycji dla sektora energetycznego. Trzeba w tym miejscu nadmienić, iż rynek mocy jest traktowany jako projekt strategiczny w perspektywie średnio- i długoterminowej zgodnie ze Strategią na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju<sup>5</sup>.

Wprowadzenie mechanizmu rynku mocy w Polsce należy łączyć również z projektem elektryfikacji transportu. Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych<sup>6</sup> ma stanowić przyczynek do rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, która w założeniu ma przełożyć się na znaczący wzrost liczby pojazdów elektrycznych na polskich drogach. Elektromobilność może zatem pozwolić na środowiskowe przemodelowanie systemu transportowego w Polsce. Jednak przyczyni się ona do wzrostu zużycia energii elektrycznej. Budowa nowych mocy wytwórczych jest zatem warunkiem *sine qua non* dla elektryfikacji transportu w Polsce.

Znaczenie rynku mocy dla całego sektora energetycznego wymaga przyjęcia przemysłanych rozwiązań prawnych pozwalających na pełną realizację założonych celów. Można zatem uznać, że wskazanym jest wprowadzenie obok publicznoprawnej regulacji swoistego komponentu pozwalającego na bilateralne i niesformalizowane transakcje na rynku mocy. Powinny one zabezpieczyć sektor przed ryzykiem związanym z niemożnością wykonania obowiązków mocowych przez część podmiotów będących uczestnikami rynku mocy, a przez to doprowadzić do efektywniejszego funkcjonowania rynku mocy.

### III. Próba zdefiniowania rynku wtórnego

Ustawa o rynku mocy nie zawiera definicji legalnej rynku wtórnego. Wydaje się zatem celowym, aby w pierwszej kolejności podjąć próbę jego zdefiniowania.

Podstawowe zasady funkcjonowania rynku wtórnego zostały uregulowane w art. 48 i 49 ustawy. Dodatkowe normy dla rynku wtórnego zawiera Regulamin Rynku Mocy<sup>7</sup>. Zostaną one także

<sup>4</sup> W oficjalnych dokumentach rządu brytyjskiego znaleźć można stwierdzenie, iż koszty budowy nowych konwencjonalnych mocy wytwórczych, które pozwolą na zapewnienie energii elektrycznej gospodarce są równoważne kosztom budowy dwudziestu stadionów olimpijskich. Zob. Department of Energy & Climate Change, 2012, s. 7 i n.

<sup>5</sup> Na temat Strategii na Rzecz Odpowiedzialnego zob.: Szafrński, 2017, s. 10–16; Kraśniewski, 2018, s. 91–107.

<sup>6</sup> Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz.U. 2018, poz. 317).

<sup>7</sup> Regulamin Rynku Mocy z dnia 27 marca 2018 r., Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.. Pozyskano z: <https://www.pse.pl/regulamin-ryнку-mocy> (20.07.2018).

określone w rozporządzeniu, o którym mowa w ustawie: projekt rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych warunków i sposobu wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz szczegółowych warunków zawierania transakcji na rynku wtórnym z dnia 19 maja 2018 r.<sup>8</sup>

Zakres norm regulujących funkcjonowanie rynku wtórnego ogranicza się wyłącznie do mechanizmu rynku mocy, zatem rynek wtórny stanowi jeden z elementów funkcjonowania rynku mocy, który jest nierozdzielnie z nim związany.

Zakres podmiotowy rynku wtórnego obejmuje dostawców mocy, którzy są właścicielami jednostek rynku mocy certyfikowanych na ten sam rok dostaw i które muszą spełniać warunki określone w ustawie, a także Operatora Systemu Przesyłowego, który w ramach rynku wtórnego odgrywa rolę ewidencyjno-kontrolną. Zgodnie z ustawą Operator Systemu Przesyłowego ma prawo zgłoszenia sprzeciwu wobec transakcji dokonywanych na rynku wtórnym, a także obowiązek wpisania transakcji do rejestru mocy.

Zakres przedmiotowy rynku wtórnego obejmuje dwa rodzaje transakcji: (i) przeniesienia na jednostkę rynku mocy innego dostawcy mocy obowiązku mocowego w części lub w całości, w odniesieniu do całości okresu dostaw lub jego części po zakończeniu aukcji dodatkowych (obróć wtórny obowiązkem mocowym) oraz (ii) rozliczenia w całości lub w części niewykonania obowiązku mocowego dostarczeniem mocy przez inną jednostkę rynku mocy ponad wielkość wymaganą w tym okresie zagrożenia w odniesieniu do tej jednostki po okresie zagrożeń (realokacja wielkości wykonanego obowiązku mocowego).

Na podstawie powyższego należy rynek wtórny zdefiniować jako element rynku mocy umożliwiający dostawcom mocy, których jednostki rynku mocy przeszły proces certyfikacji do aukcji głównej lub dodatkowej, w określonych warunkach, do zawierania transakcji przeniesienia na jednostkę rynku mocy innego dostawcy mocy obowiązku mocowego w części lub w całości, w odniesieniu do całości okresu dostaw lub jego części po zakończeniu aukcji dodatkowych oraz rozliczenia w całości lub w części niewykonania obowiązku mocowego dostarczeniem mocy przez inną jednostkę rynku mocy ponad wielkość wymaganą w tym okresie zagrożenia w odniesieniu do tej jednostki po okresie zagrożeń, co do których Operator Systemu Przesyłowego może zgłosić sprzeciw i które Operator wpisuje do rejestru mocy w przypadku niezgłoszenia sprzeciwu.

#### IV. Istota rynku wtórnego

Rynek wtórny stanowi istotny komponent przyjętego w Polsce rynku mocy, ponieważ ma na celu przyczynienie się do prawidłowego funkcjonowania tego mechanizmu. Istota rynku wtórnego została sprowadzona przez ustawodawcę do możliwości zarządzania przez dostawcę mocy ryzykiem niedotrzymania obowiązków wynikających z umowy mocowej<sup>9</sup>. Ustawowym celem rynku wtórnego jest zatem mitygowanie tego ryzyka.

Istotne ryzyko dla podmiotu wiąże się z niewykonaniem lub nienależytym wykonaniem obowiązku mocowego, które prowadzi do nałożenia na ten podmiot kary pieniężnej. Należy w tym miejscu zauważyć, że taki stan może być wynikiem m.in. nieplanowanego postoju lub awarii

<sup>8</sup> Rządowe Centrum Legislacji, *Projekt rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych warunków i sposobu wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz szczegółowych warunków zawierania transakcji na rynku wtórnym*. Pozyskano z: <http://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12311700> (20.07.2018); dalej: projekt rozporządzenia.

<sup>9</sup> *Ibidem*, s. 24.

jednostki wytwórczej, a więc czynnika niezależnego od podmiotu odpowiedzialnego za daną jednostkę rynku mocy. Wysokość kar pieniężnych przewidzianych w ustawie<sup>10</sup> sprawia, że stanowią one istotny aspekt otoczenia regulacyjnego dla dostawców mocy. Zagrożenie wysokimi karami jest w pełni uzasadnione, ponieważ gwarantują one skuteczność mechanizmu rynku mocy i realizację założonego celu przez ustawodawcę. Stanowią one motywację do wywiązania się przez dostawców mocy z obowiązków określonych w umowie mocowej. Z biznesowego punktu widzenia kary pieniężne stanowią istotne ryzyko dla podmiotów uczestniczących w rynku mocy. Tego rodzaju ryzyko jest czynnikiem wpływającym na decyzję uczestników o przystąpieniu do tego mechanizmu. Z tych względów rynek wtórny stanowi instrument pozwalający na zarządzanie powyższym ryzykiem zarówno *ex ante* poprzez przenoszenie obowiązku mocowego na jednostkę rynku mocy innego dostawcy, jak i *ex post* w przypadku naruszenia obowiązku mocowego dla okresu zagrożeń. Rynek wtórny w pierwszej kolejności jest niewątpliwie narzędziem pozwalającym na ograniczenie ryzyka nałożenia kary za niewykonanie lub nienależyte wykonanie obowiązku mocowego. Ryzyko nałożenia kary z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania obowiązku mocowego nie jest jedynym ryzykiem związanym z przystąpieniem do rynku mocy.

Należy wyróżnić również inne rodzaje ryzyka, które są w pewnym zakresie ograniczane przez rynek wtórny:

- ryzyko braku możliwości odzyskania nakładów poniesionych przez jednostkę wytwórczą na zakwalifikowanie do udziału w rynku mocy (przystąpienie do rynku mocy wymaga odpowiedniego przygotowania jednostki wytwórczej do certyfikacji<sup>11</sup>, które pozwoli na etapie certyfikacji do aukcji głównej wskazać jednostki przygotowane technicznie i ekonomicznie do realizacji obowiązku mocowego. Dostawca mocy wnioskujący o certyfikację musi potwierdzić, że w przypadku wygrania aukcji będzie posiadał zdolność dostawy mocy przez jednostkę rynku mocy. W tym celu musi on posiadać odpowiednie zasoby paliw lub wskazać, że ma zapewnioną ich dostępność w odpowiedniej ilości. Ponadto jednostka mocy przedstawia informacje o charakterze technicznym – charakterystyka rozruchu, dopuszczalny zakres pracy, szybkość zmian wielkości wytwarzania energii elektrycznej<sup>12</sup>. Przekazanie w certyfikacji danych lub informacji nieprawdziwych lub niepełnych zagrożone jest karą pieniężną<sup>13</sup>. Pozyskane informacje pozwalają na określenie etapów i terminów realizacji inwestycji, a także długofalowej specyfiki działania konkretnego źródła mocy<sup>14</sup>. W przypadku niepowodzenia certyfikacji poniesione koszty nie są zwracane jednostce);
- ryzyko związane z terminowym wykonaniem inwestycji (dotyczy jednostek, które uzyskały zachętę do inwestycji w nowe źródła, jak i modernizacji dotychczas istniejących);
- ryzyko rezygnacji z innych form wsparcia w związku z przystąpieniem do rynku mocy (rezygnacja z operacyjnej mocy oraz interwencyjnej rezerwy zimnej)<sup>15</sup>.

<sup>10</sup> Zob. art. 85 ustawy.

<sup>11</sup> Art. 16 ust. 1 ustawy.

<sup>12</sup> Rządowe Centrum Legislacji, *Uzasadnienie...*, s. 19.

<sup>13</sup> Art. 85 ust. 1 pkt 2 ustawy. Ustawa, mimo że rynek mocy jest dobrowolny, zakłada obowiązek regulacyjny zagrożony karą pieniężną jakim jest zgłoszenie jednostki wytwórczej o mocy osiągalnej nie mniejszej niż 2 MW w certyfikacji ogólnej, tj. złożenie wniosku o jej wpis do rejestru rynku mocy (art. 11 ustawy).

<sup>14</sup> Przedstawienie wymaganych parametrów dotyczy zarówno nowych jednostek, jak i jednostek modernizowanych (parametry techniczno-ekonomiczne modernizacji).

<sup>15</sup> Raport z konsultacji Projektu rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy z dnia 30 września 2016 r.

Skala rodzajów ryzyka i ich biznesowa konotacja sprawia, iż rynek wtórny pełni funkcję zabezpieczającą dostawców mocy przed negatywnymi konsekwencjami wynikającymi z przygotowania się i przystąpienia do rynku mocy. Trzeba bowiem pamiętać, że rynek mocy stanowi przejaw ingerencji państwa zakłócającej działanie sił rynkowych w sektorze energetycznym. Z tych względów, obok zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego, istotne jest zabezpieczenie interesów dostawców mocy. Część ryzyk jaka powstaje w związku z realizacją obowiązku mocowego jest wynikiem niezawinionej przez dostawcę niezdolności dostarczenia odpowiedniej mocy. Rynek wtórny dla rynku mocy wydaje się być odpowiednim mechanizmem dla zabezpieczenia interesów dostawców mocy, albowiem zmniejsza on występujące rodzaje ryzyka i umożliwia zarządzanie nimi. Rynek wtórny nie stanowi jednak ograniczenia dla ryzyka powstającego w związku z nieterminową realizacją inwestycji.

Funkcją rynku mocy jest również urynkowanie rynku mocy. Wprowadzony w Polsce rynek mocy stanowi dozwoloną pomoc publiczną dla energetyki<sup>16</sup>. Koncepcja rynku wtórnego dla rynku mocy umożliwia natomiast tworzenie przez dostawców mocy konstrukcji cywilnoprawnych, które mogą stanowić odpowiedź na bieżące potrzeby i powstałe ryzyko związane z realizacją obowiązku mocowego. Rynek wtórny umożliwia w pewnym zakresie pozostawienie obrotu wtórnego pomiędzy uczestnikami poza publicznoprawną regulacją. Urynkowanie rynku mocy pozwala również na zwiększenie przychodów z rynku mocy w wyniku sprzedaży nadwyżki mocy podczas okresu zagrożenia. Dostawca mocy, może bowiem otrzymać premię, o której mowa w art. 66 ust. 1 ustawy albo nadwyżkę mocy sprzedać po cenie ustalonej na rynku wtórnym. Dostarczenie mocy jest zatem elementem rynkowym działalności podmiotu, który może pozwolić na zwiększenie jego przychodów – podmiot jest ekonomicznie zainteresowany dostarczeniem mocy, a nie wyłącznie zobowiązany na podstawie umowy mocowej.

Rynek wtórny można również postrzegać jako dodatkowy bodziec inwestycyjny. Dostawca mocy może bowiem sprzedać moc na rynku wtórnym, co pozowali mu na przeznaczenie uzyskanej ze sprzedaży ceny na dokonanie inwestycji w nowe moce wytwórcze. Jednocześnie nie jest on zagrożony karą pieniężną z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania obowiązku mocowego oraz nieterminowej realizacji inwestycji. W ten sposób rynek wtórny stanowi inicjatywę dla dostawców mocy do wytwarzania jak największej ilości energii, w szczególności w przypadku okresu zagrożeń, a także do dalszego zwiększania mocy jednostek wytwórczych w okresie dostaw, co pomaga w realizacji ustawowego celu wprowadzenia rynku mocy.

Rynek wtórny pełni również funkcję uelastycznienia rynku mocy. Ustawa zakłada, że udział w obrocie na rynku wtórnym może wziąć jednostka rynku mocy certyfikowana na ten sam rok dostaw<sup>17</sup>. Przyjęte rozwiązanie umożliwia zatem dostarczenie mocy także tym podmiotom, które nie wygrały aukcji, ale uczestniczyły w procesie certyfikowania jednostek rynku mocy do tej samej aukcji. Rynek wtórny najprawdopodobniej stanowić będzie jedyną możliwość dostarczenia mocy przez podmioty, które nie zakwalifikowały się w aukcji głównej, gdyż istnieje wysokie prawdopodobieństwo, że jednostki, które nie wygrały pierwszej aukcji nie zawrą kontraktu także w aukcji dodatkowej (Porter, 2015, s. 6 i n.). Warunkiem udziału w transakcji na rynku wtórnym jest jednak

<sup>16</sup> Komisja Europejska, *Pomoc państwa: Komisja zatwierdza sześć mechanizmów zdolności wytwórczych zapewniających bezpieczeństwo dostaw energii w Belgii, Francji, Niemczech, Grecji, we Włoszech i w Polsce* (komunikat prasowy), Bruksela 7 lutego 2018 r. Pozyskano z: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_MEMO-18-681\\_pl.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-18-681_pl.htm) (20.07.2018).

<sup>17</sup> Art. 48, ust. 2 pkt 1, lit. a ustawy.

udział w certyfikacji do tej samej aukcji. Rynek wtórny tworzy zatem mechanizm wspierający dostarczanie mocy do systemu w sytuacji zagrożenia. W wyniku uelastycznienia dochodzi do rozszerzenia katalogu dostawców mocy do systemu.

Trzeba również nadmienić, iż rynek wtórny jest obok aukcji głównej i aukcji dodatkowej jedną z trzech form kontraktacji mocy. Formy kontraktacji różnią się względem siebie poziomem ryzyka – w przypadku rynku wtórnego poziom ryzyka jest najniższy. Poszczególne formy nie są prowadzone symultanicznie, ale następują każda po sobie w określonych okresach czasowych. Przebieg wcześniejszych etapów rynku mocy pozwala określić poziom ryzyka w ostatnim etapie (rynek wtórny). Uczestnicy rynku mocy, znając wyniki aukcji głównej i aukcji dodatkowej mogą również określić stronę popytową i podaźową rynku wtórnego.

Co ważne rynek wtórny dla rynku mocy stanowi jedyny wyjątek od zasady nieprzenoszalności obowiązku mocowego<sup>18</sup>. Obrót obowiązkiem mocowym następuje w trybie niesformalizowanym przez prawo publiczne. Można zatem mówić o rozluźnieniu nowego mechanizmu regulacyjnego wprowadzonego w sektorze energetycznym.

## V. Zawarcie transakcji na rynku wtórnym

### 1. Uwagi ogólne

Warunki transakcji zawieranej na rynku wtórnym mają charakter rynkowy i nie podlegają one co do zasady regulacji przez ustawę o rynku mocy oraz Regulamin Rynku Mocy. Ustawa pozostawia w gestii stron określenie takich warunków, jak cena za przenoszony obowiązek mocowy oraz prowizje. Ustawa o rynku mocy nie określa standardów umów zawieranych pomiędzy dostawcami mocy przy przenoszeniu obowiązku mocowego czy w celu realokacji wolumenu. Forma kontraktacji nie jest zatem zdeterminowana przez regulację, ale pozostawiona do bilateralnych uzgodnień. Regulamin Rynku Mocy stanowi, że transakcje na rynku wtórnym zawierane są przez dostawców mocy w dowolnej formie, bez udziału Operatora Systemu Przesyłowego<sup>19</sup>. Rynek wtórny ma działać w sposób zdecentralizowany – zarówno jako rynek pozagiełdowy (OTC), jak i za pośrednictwem zorganizowanych platform, takich jak giełda towarowa (Będkowski-Kozioł, 2018, s. 141). Ustawa o rynku mocy nie określa jednak platformy, na której odbywać się będzie kojarzenie dostawców mocy, przez co możliwe są zarówno transakcje bilateralne, jak i stworzenie rynku zorganizowanego<sup>20</sup>.

Transakcje na rynku wtórnym muszą jednak uzyskać pośrednią akceptację i potwierdzenie Operatora Systemu Przesyłowego wyrażoną w formie braku zgłoszenia sprzeciwu wobec zawieranej transakcji. Konieczność zapewniania Operatorowi prawa do zgłoszenia sprzeciwu wynika z potrzeby zapewnienia pełnej przejrzystości obowiązków mocowych w każdym momencie okresu dostaw<sup>21</sup>. Sam Operator nie jest jednak podmiotem prowadzącym rynek wtórny w rozumieniu przepisów o rynkach towarowych i finansowych.

Na rynku wtórnym występują dwa rodzaje transakcji:

- obrót wtórny obowiązkiem mocowym (art. 48 ust. 4 pkt 1 ustawy);
- realokacja wielkości wykonanego obowiązku mocowego (art. 48 ust. 4 pkt 2 ustawy).

<sup>18</sup> Art. 48 ust. 1 pkt 1 ustawy; Regulamin..., s. 69.

<sup>19</sup> Ibidem.

<sup>20</sup> Rządowe Centrum Legislacji, *Uzasadnienie...*, s. 25.

<sup>21</sup> Ibidem, s. 25.



## 2. Zakres podmiotowy rynku wtórnego

Stronami transakcji zawieranych na rynku wtórnym mogą być dostawcy będący właścicielami jednostek rynku mocy certyfikowanych na ten sam rok dostaw, przy czym jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania musi posiadać status jednostki potwierdzonej. Certyfikacja jednostki rynku mocy do aukcji jest zatem warunkiem koniecznym dla udziału w rynku mocy. Modelowo dostawca mocy powinien być zainteresowany zawarciem umowy w aukcji głównej<sup>22</sup>. Art. 15 ust. 1 pkt 1 ustawy o rynku mocy dopuszcza jednak możliwość złożenia wniosku o utworzenie jednostki mocy i dopuszczenie jej wyłącznie do udziału w rynku wtórnym. Istnieje zatem możliwość udziału w rynku wtórnym bez konieczności wygrania aukcji mocy i zawarcia umowy mocowej.

Należy również zwrócić uwagę, iż zasadą udziału w rynku wtórnym jest udział jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w tym samym systemie przesyłowym, w praktyce oznacza to możliwość zawierania transakcji na rynku wtórnym wyłącznie pomiędzy dostawcami mocy, których jednostki są zlokalizowane w tym samym kraju. Ustawodawca przewidział jednak wyjątek od powyższej zasady dla zagranicznych jednostek wytwórczych, które zostały dopuszczone w ten sposób do udziału w rynku wtórnym. Zgodnie z art. 48 ust. 2 pkt 1 lit. b *in fine* ustawy, obowiązek mocowy jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych zagranicznych może być przeniesiony także na jednostkę rynku mocy składającą się z jednostek fizycznych zlokalizowanych w systemie, tj. Krajowym Systemie Energetycznym. Dostawcy mocy zagranicznych jednostek rynku mocy mogą zatem uczestniczyć w rynku wtórnym w ramach swojej strefy rynku mocy, tj. w obszarze danego systemu przesyłowego połączanego z polskim systemem elektroenergetycznym, a także będą mogli przenieść swoje obowiązki mocowe (lub ich część) na jednostki rynku mocy zlokalizowane w Polsce (Będkowski-Kozioł, 2018, s. 141).

Ustawa o rynku mocy przewiduje również ograniczenia podmiotowe dla uczestników rynku wtórnego. Transakcja na rynku wtórnym nie może zostać zawarta przez dostawcę mocy, który:

- a) nie osiągnął finansowego kamienia milowego oraz operacyjnego kamienia milowego, o którym mowa w art. 52 ustawy;
- b) nie uiszczył kary, o której mowa w art. 59 ustawy;
- c) jest właścicielem jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania, które nie wykonały testu zdolności redukcji zapotrzebowania;
- d) jest właścicielem jednostek rynku mocy, które zakończyły testowy okres zagrożenia z wynikiem negatywnym – do dnia otrzymania zgłoszenia, o którym mowa w art. 67 ust. 9 ustawy;
- e) jest właścicielem jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego.

## 3. Obrót wtórny obowiązkiem mocowym

Obrót wtórny obowiązkiem mocowym stanowi możliwość przeniesienia przez dostawcę mocy *ex ante* części lub całości zakontraktowanego wolumenu mocy na inną jednostkę rynku mocy. W wyniku transakcji na rynku wtórnym przenoszone są wyłącznie obowiązki mocowe poszczególnych jednostek rynku mocy, przy czym przeniesienie obowiązku mocowego na inną jednostkę rynku mocy pozostaje bez wpływu na cenę przenoszonego obowiązku mocowego ze względu

<sup>22</sup> Ibidem, s. 17.

na to, że cena ta jest ustalana w drodze aukcji i jest jednakowa dla wszystkich podmiotów dla danego okresu dostaw<sup>23</sup>. Przedmiotem tego obrotu jest część lub całość obowiązku mocowego danej jednostki rynku mocy. Przeniesienie obowiązku mocowego określonej jednostki rynku mocy na jednostkę mocy innego dostawcy jest traktowane jak:

- zmiana umowy mocowej jednostki rynku mocy, z której przenoszony jest obowiązek mocowy – jeżeli obowiązek mocowy przenoszony jest w części albo
- rozwiązanie umowy mocowej, z której przenoszony jest obowiązek mocowy – jeżeli obowiązek mocowy przenoszony jest w całości

oraz

- zawarcie umowy mocowej – w odniesieniu do jednostki rynku mocy nieobjętej dotychczas obowiązkiem mocowym, albo
- zmiana umowy mocowej – w odniesieniu do jednostki rynku mocy objętej umową mocową<sup>24</sup>.

Stronami transakcji obrotu wtórnego są:

- 1) sprzedający – dostawca mocy, który dokonuje przeniesienia części lub całości obowiązku mocowego, wykonywanego za pomocą swojej jednostki rynku mocy na inną jednostkę rynku mocy;

oraz

- 2) kupujący – dostawca mocy, który nabywa i przejmuje część lub całość obowiązku mocowego. Kupujący może być właścicielem jednostki rynku mocy objętej umową mocową, jak również nieobjętą taką umową. Kupujący musi natomiast posiadać fizyczne możliwości dostawy mocy w wysokości nie mniejszej niż posiadany obowiązek mocowy powiększony o wielkość nabywanego obowiązku mocowego.

Dostawcy mocy mogą dokonywać między sobą transakcji polegającej na obrocie wtórnym obowiązkiem mocowym w dowolnym momencie, jednak zmiany w umowach mocowych w następstwie obrotu wtórnego obowiązkami mocowymi na dany rok dostaw mają miejsce od zakończenia aukcji dodatkowej na dany rok dostaw do zakończenia roku dostaw, przy uwzględnieniu warunku, że przedmiotem obrotu może być wyłącznie pozostała część roku dostaw licząc od daty transakcji (obrot *ex ante*).

#### 4. Realokacja wielkości wykonanego obowiązku mocowego

Realokacja wielkości wykonanego obowiązku mocowego stanowi transakcję polegającą na rozliczeniu w całości lub w części niewykonania obowiązku mocowego przez jedną jednostkę rynku mocy dostarczeniem przez inną jednostkę rynku mocy ponad wielkość wymaganą w okresie zagrożenia. Relokacja wolumenu stanowi zatem możliwość saldowania *ex post* wytworzonej energii elektrycznej podczas okresu zagrożenia przez jedną jednostkę, inną jednostkę lub kilka jednostek, które nie wytworzyły wystarczającej ilości energii elektrycznej.

Realokacja wolumenu sprowadza się zatem do sprzedaży i zakupu wolumenu wykonania skorygowanego obowiązku mocowego dla danego okresu. Oznacza to zatem, że dopuszcza się możliwość przeniesienia na inną jednostkę rynku mocy nadwyżki wykonania skorygowanego obowiązku mocowego powstałej przy wykonywaniu obowiązku w okresie zagrożenia. W ten

<sup>23</sup> Regulamin..., s. 69.

<sup>24</sup> Ibidem.

sposób rynek mocy dopuszcza swoistą opcję wyjścia z niego, co pozwala zminimalizować lub wyeliminować zagrożenie sankcjami przewidzianymi w ustawie. Ponadto realokacja wolumenu minimalizuje zagrożenia dla systemu elektroenergetycznego wynikającego z nieplanowanego odstawienia bloku.

Wydaje się, że dostawca mocy, którego jednostka rynku mocy nie wytworzyła wystarczającej ilości energii elektrycznej może rozliczyć jedynie tyle energii, ile wytworzenia zabrakło do wykonania obowiązku mocowego. Dokonywana transakcja realokacji wolumenu mocy nie może skutkować tym, że dostawca mocy, który nie wytworzył wystarczającej ilości mocy będzie miał po dokonaniu transakcji nadwyżkę wytworzonej energii elektrycznej powyżej obowiązku mocowego.

## VI. Skuteczność transakcji na rynku wtórnym

### 1. Warunki skuteczności transakcji na rynku wtórnym

Zgodnie z art. 49 ustawy o rynku mocy transakcja dokonana na rynku wtórnym pomiędzy dostawcami mocy jest skuteczna pod następującymi warunkami:

- 1) zgłoszenia transakcji do rejestru rynku mocy,
  - 2) niezgłoszenia sprzeciwu przez Operatora wobec transakcji
- oraz
- 3) dokonania przez Operatora wpisu tej transakcji do rejestru rynku mocy.

Przed spełnieniem powyższych warunków czynność prawna, jaką jest zawarcie umowy przenoszącej obowiązek mocowy lub rozliczającej niewykonanie obowiązku mocowego dokonana na podstawie art. 48 ustawy, będzie ważna, ale nie będzie wywoływała skutków prawnych.

Uzależnienie skuteczności transakcji dokonywanych na rynku wtórnym od spełnienia powyższych warunków ma dwoisty cel. Po pierwsze, warunki te mają charakter ewidencyjny, a po drugie – prewencyjno-kontrolny. Istotnym elementem polskiego rynku mocy jest rejestr rynku mocy prowadzony przez Operatora Systemu Przesyłowego na podstawie ustawy o rynku mocy w sposób zapewniający bezpieczeństwo, aktualność i trwałość danych w nim zapisanych. Dane zapisane w rejestrze cieszą się domniemaniem zgodności ze stanem faktycznym. Ze względu na charakter wykonywania obowiązku mocowego, a w szczególności sankcje administracyjne grożące za jego naruszenie, istotnym jest, aby dane w nim zawarte były aktualne i prawidłowo odzwierciedlały stan faktyczny. Obowiązek zgłoszenia transakcji dokonanej na rynku wtórnym oraz jej wpisu przez Operatora Systemu Przesyłowego do rejestru rynku mocy ma na celu zagwarantowanie aktualności i poprawności danych gromadzonych w rejestrze, a także jego transparentność. Ponadto wprowadzenie warunku niezgłoszenia przez Operatora Systemu Przesyłowego sprzeciwu wobec dokonanej transakcji ma na celu zagwarantowanie kontroli legalności dokonywanych transakcji na rynku wtórnym.

### 2. Warunek zgłoszenia transakcji do rejestru rynku mocy

Ustawa o rynku mocy nie precyzuje w jakim trybie należy dokonywać zgłoszenia transakcji do rejestru rynku mocy. Kwestia ta została uregulowana w Regulaminie Rynku Mocy, zgodnie z którym za moment zgłoszenia transakcji do rejestru przyjmuje się chwilę potwierdzenia zawarcia danej transakcji przez obie strony<sup>25</sup>. Potwierdzenie zawarcia transakcji dokonywane jest w formie

<sup>25</sup> Ibidem.

elektronicznej z wykorzystaniem rejestru mocy. Oznacza to *de facto*, że z chwilą akceptacji przez obu dostawców transakcji w elektronicznym systemie dokonane jest zgłoszenie do rejestru rynku mocy, a zatem zostaje spełniony pierwszy warunek skuteczności transakcji oraz rozpoczyna się bieg terminu na zgłoszenie sprzeciwu wobec transakcji przez Operatora Systemu Przesyłowego. Należy wskazać, że strony transakcji muszą dokonać zgłoszenia w terminie przewidzianym na to w ustawie. Dla obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym termin ten wynosi dobę przed rozpoczęciem okresu, którego dotyczy, a dla transakcji realokacji wielkości wykonanego obowiązku mocowego termin ten wynosi 5 dni od zakończenia dotyczącego go okresu zagrożenia. Niezgłoszenie transakcji w terminie przewidzianym w ustawie o rynku mocy stanowi podstawę do zgłoszenia przez Operatora Systemu Przesyłowego sprzeciwu wobec takiej transakcji.

### 3. Warunek niewyrażenia sprzeciwu wobec transakcji

Drugim z warunków, który musi zostać spełniony, aby transakcja zawarta pomiędzy dostawcami na rynku wtórnym była skuteczna jest niezgłoszenie przez Operatora Systemu Przesyłowego sprzeciwu w ciągu 3 dni roboczych od otrzymania zgłoszenia do rejestru rynku mocy. Jak zostało wskazane wyżej, bieg terminu na zgłoszenie przez Operatora Systemu Przesyłowego sprzeciwu *de facto* rozpoczyna się począwszy od potwierdzenia przez dostawców mocy dokonania transakcji w elektronicznym systemie rejestru mocy. Instytucja sprzeciwu uregulowana w ustawie ma nietypowy charakter. Po pierwsze, należy wskazać, że zarówno Operator Systemu Przesyłowego, jak i Zarządca Rozliczeń S.A. są stronami umowy mocowej, która jest zmieniana lub rozwiązywana w drodze transakcji dokonywanej na rynku wtórnym. Zarządca Rozliczeń S.A. jest jednak pozbawiony jakiegokolwiek możliwości blokowania lub wpływania na transakcje zawierane na rynku wtórnym dotyczące umów mocowych, których jest stroną. Z kolei możliwość wpływania przez Operatora Systemu Przesyłowego na te transakcje jest ograniczona wyłącznie do zgłoszenia sprzeciwu w trybie określonym w ustawie.

Operator Systemu Przesyłowego może zgłosić sprzeciw wobec transakcji wyłącznie w terminie trzech dni roboczych od jej zgłoszenia w przypadku, w którym:

- 1) transakcja nie spełnia warunków określonych w ustawie
- oraz
- 2) w przypadku, gdy osoby reprezentujące dostawców mocy, potwierdzające zawarcie transakcji nie były właściwie do tego umocowane.

Nie ulega wątpliwości, że ustawodawca wprowadził wyłączenie legalnościowe kryterium kontroli przez Operatora Systemu Przesyłowego transakcji dokonywanych na rynku wtórnym. Oznacza to, że mimo iż Operator Systemu Przesyłowego pozostaje stroną umowy mocowej zmienianej lub rozwiązywanej na podstawie przeprowadzonej transakcji, to nie może on oceniać zasadności czy celowości dokonywanej transakcji.

Z literalnego brzmienia art. 49 ust. 2 ustawy wynika, że Operator Systemu Przesyłowego ma swobodę w zakresie korzystania z instytucji sprzeciwu, co w konsekwencji oznacza, że teoretycznie istnieje możliwość, aby Operator wpisał do rejestru transakcje naruszającą art. 48 ust. 2 ustawy. Ponadto należy zauważyć, że nie istnieje norma sankcjonująca, która by stanowiła podstawę do nałożenia kary na Operatora Systemu Przesyłowego w takim przypadku. Wydaje się, że takie uregulowanie instytucji sprzeciwu nie było celowe i mamy tu do czynienia z luką prawną. W tym

zakresie wydaje się zasadne albo nałożenia na Operatora Systemu Przesyłowego obowiązku wydania sprzeciwu w przypadku naruszenia przez transakcje art. 48 ust. 2 ustawy, albo stworzenie normy sankcjonującej, która by stanowiła dla Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: Prezes URE) podstawę do nałożenia w takim przypadku na Operatora Systemu Przesyłowego kary pieniężnej. Ewentualnie fakultatywność w zakresie zgłaszania przez Operatora Systemu Przesyłowego sprzeciwu można ograniczyć do przypadków naruszeń określonych w art. 48 ust. 2 pkt 2 lit. b ustawy, tj. jednostek rynku mocy, w odniesieniu do których dostawca mocy nie uścił kary za niewykonanie obowiązku mocowego. W pozostałych przypadkach niezgłoszenie przez Operatora Systemu Przesyłowego sprzeciwu i dokonanie wpisu do rejestru mocy naruszałoby funkcjonowanie systemu rynku mocy.

Konstrukcyjnie uprawnienie Operatora Systemu Przesyłowego do zgłoszenia sprzeciwu przypomina instytucję milczącego załatwienia sprawy uregulowaną w kodeksie postępowania administracyjnego<sup>26</sup>. Mimo iż nie ulega wątpliwości, że na gruncie ustawy Operator Systemu Przesyłowego pełni funkcje z zakresu administracji publicznej, to wydaje się, że do sprzeciwu uregulowanego w ustawie nie ma zastosowania kodeks postępowania administracyjnego.

Zgodnie z art. 1 k.p.a. zakres przedmiotowy kodeksu obejmuje postępowania przed organami administracji publicznej w należących do właściwości tych organów sprawach indywidualnych rozstrzyganych w drodze decyzji administracyjnej albo załatwianych milcząco. W doktrynie podkreśla się, że postępowanie administracyjne jest działem prawa regulującym tryb wydawania aktów administracyjnych oraz uprawnień, jakie przysługują adresatom tych aktów podczas wydawania (Gołaszewski i Wąsowski, 2017, s. 6). Instytucja spraw załatwianych milcząco nie stanowi odejścia od tej zasady, ponieważ dotyczy ona w rzeczywistości spraw zawsze rozstrzyganych w drodze decyzji administracyjnej, które w aspekcie formalnym mogą być załatwione poprzez niewydanie przez dany organ decyzji lub postanowienia kończącego daną sprawę (Gołaszewski i Wąsowski, 2017, s. 16; Adamiak, 2017, s. 645).

W przypadku sprzeciwu uregulowanego w art. 49 ustawy nie można mówić o rozstrzygnięciu zapadającym w formie decyzji administracyjnej, wobec czego nie można również mówić o sprawie administracyjnej, a zatem przepisy kodeksu postępowania administracyjnego dotyczące spraw załatwianych w drodze milczącej zgody nie znajdują w tym przypadku zastosowania. W konsekwencji od sprzeciwu zgłoszonego przez Operatora Systemu Przesyłowego nie przysługuje odwołanie w rozumieniu przepisów kodeksu postępowania administracyjnego.

W przypadku zgłoszenia sprzeciwu przez Operatora Systemu Przesyłowego wobec zawarcia transakcji strony niezadowolone z rozstrzygnięcia mogą na podstawie regulaminu rynku mocy złożyć reklamację wobec dokonanego przez Operatora Systemu Przesyłowego wpisu o sprzeciwie w terminie dwóch dni roboczych od dokonania wpisu. Na rozpatrzenie reklamacji Operator Systemu Przesyłowego ma 5 dni kalendarzowych.

W przypadku reklamacji rozpatrzonej negatywnie, na podstawie art. 79 ustawy stronom transakcji przysługuje wniosek do Prezesa URE o rozstrzygnięcie sporu w drodze decyzji administracyjnej. Postępowanie to stanowi administracyjnoprawną kontrolę dokonywania sprzeciwu przez Operatora Systemu Przesyłowego. Od decyzji wydanej przez Prezesa URE w przedmiocie rozstrzygnięcia sporu dotyczącego wydania sprzeciwu przez Operatora przysługuje odwołanie do

<sup>26</sup> Ustawa z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz.U. 2017, poz. 1257) (dalej: k.p.a.).

Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów, w terminie 14 dni od dnia jej doręczenia.

#### 4. Warunek wpisu transakcji do rejestru rynku mocy

Ostatnim z warunków, który musi zostać spełniony, aby transakcja dokonana na rynku wtórnym była skuteczna jest wpisanie tej transakcji do rejestru rynku mocy. Ustawa ani Regulamin Rynku Mocy nie precyzują, w jakim terminie powinien być dokonany wpis do rejestru mocy. W związku z tym, że prowadzenie rejestru rynku mocy przez Operatora Systemu Przesyłowego ma charakter wykonywania funkcji z zakresu administracji publicznej, to należy przyjąć, że Operator stosownego wpisu powinien dokonać niezwłocznie. Sama czynność dokonania wpisu jest czynnością faktyczną, wywołującą skutki prawne o charakterze materialno-technicznym. Zgodnie z doktryną za czynności o charakterze materialno-technicznym uznaje się takie działania organów administracji, które, stanowiąc czynności faktyczne, oparte są na wyraźnej podstawie prawnej i które wywołują konkretne skutki prawne (Wierzbowski i Wiktorowska, 2017, s. 303). Wydaje się również, że nie ma przeszkód, aby uznać, że Operator Systemu Przesyłowego może dokonać wpisu do rejestru przed upłynięciem trzydniowego terminu do zgłoszenia sprzeciwu. W takim przypadku należy przyjąć, że Operator Systemu Przesyłowego traci uprawnienie do zgłoszenia sprzeciwu, a zatem sama transakcja staje się skuteczna z chwilą dokonania wpisu.

## VII. Funkcjonowanie rynku wtórnego na przykładzie rynku mocy w Wielkiej Brytanii

### 1. Uwagi ogólne

Brytyjski rynek mocy (*capacity market*), który stanowił główny wzór dla polskich regulacji, wprowadzony w ramach reformy brytyjskiego rynku energii elektrycznej na podstawie ustawy *Electricity Act 2013* funkcjonuje od 2014 r. Podobnie jak w przypadku Polski, reforma rynku energii w Wielkiej Brytanii miała stanowić odpowiedź na problemy związane z zagrożeniem bezpieczeństwa energetycznego kraju. Ze względu na rosnący udział wytwórców energii z odnawialnych źródeł energii w rynku, starzejące się elektrownie wytwarzające energię ze źródeł konwencjonalnych i brak inicjatyw do budowania nowych szacuje się, że do 2020 r. Wielka Brytania może stracić 22% obecnej mocy wytwórczej (Yiakoumi i Rouaix, 2016, s. 1; Hach, Chyoung i Spinler, 2014).

Rozwiązania brytyjskiego rynku mocy funkcjonują w formie scentralizowanego modelu opartego na aukcjach mocy. Centralną rolę w rynku mocy odgrywa brytyjski operator systemu przesyłowego – *National Grid Electricity Transmission plc* (dalej: National Grid lub brytyjski operator systemu przesyłowego) sprawujący nadzór nad jego prawidłowym funkcjonowaniem. Tak jak w przypadku polskiego Operatora Systemu Przesyłowych, to *National Grid* jest odpowiedzialny za oszacowanie zapotrzebowania na wolumen mocy, który będzie oferowany w aukcjach (Newbery, 2015, s. 11).

Podobnie jak w przypadku polskiego systemu dostawcy mocy biorą udział w aukcjach mocy i po ich wygraniu zawierają umowy mocowe, na podstawie których zobowiązują się oni do pozostawania w gotowości do wytworzenia energii elektrycznej oraz do faktycznego jej wytworzenia i dostarczenia w okresie zagrożenia. Ogólne zasady dotyczące funkcjonowania brytyjskiego rynku

mocy normuje *Energy Act 2013*<sup>27</sup>, natomiast szczegółowe regulacje zawierają wydane na jej podstawie *Capacity Market Rules*<sup>28</sup>.

## 2. Zasady funkcjonowania rynku wtórnego w Wielkiej Brytanii

Jednym z elementów brytyjskiego rynku mocy mającym na celu zabezpieczenie dostawców mocy przed ryzykiem związanym z niewypełnieniem obowiązków mocowych jest umożliwienie im przenoszenia ich pomiędzy swoimi jednostkami rynku mocy w ramach obrotu wtórnego dokonywanego *ex ante* przed okresem dostaw, którego obowiązek dotyczy (*secondary trading*) oraz poprzez umożliwienie realokacji wielkości wykonanego obowiązku mocowego dokonywanej *ex post* po zakończeniu okresu zagrożeń (*volume reallocation*). Szczegółowe zasady funkcjonowania rynku wtórnego uregulowane są w rozdziale 9 dotyczącym obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym oraz w rozdziale 10 *Capacity Market Rules* dotyczącym realokacji wielkości obowiązku mocowego.

Pomimo iż rozwiązania stosowane w polskim rynku wtórnym są bardzo zbliżone do rozwiązań brytyjskich, to jednak można wskazać kilka istotnych różnic pomiędzy oboma systemami. Ponadto rynek wtórny w Wielkiej Brytanii funkcjonuje od kilku lat, natomiast w Polsce w praktyce zacznie on funkcjonować dopiero po przeprowadzeniu pierwszych aukcji dodatkowych, dlatego analiza rozwiązań brytyjskich pozwoli wskazać różnice pomiędzy wspomnianymi systemami, ocenić wady i zalety przyjętych rozwiązań, a także przewidzieć, w jakiej formie w praktyce będzie funkcjonował rynek wtórny w Polsce.

## 3. Obrót wtórny obowiązkiem mocowym

Podobnie jak na gruncie regulacji polskich, brytyjscy dostawcy mocy mogą przenosić pomiędzy swoje jednostki rynku mocy część lub całość obowiązku mocowego na część lub całość okresu dostaw liczonego w dniach kalendarzowych. Pozwala to ograniczyć ryzyko dostawcy mocy związane z możliwym częściowym lub pełnym przestojem w produkcji przez jego jednostki rynku mocy energii elektrycznej.

Obrót wtórny może się odbywać wyłącznie pomiędzy dostawcami mocy, których jednostki rynku mocy przeszły proces prekwalifikacji do aukcji mocy przeprowadzonej dla tego samego okresu dostaw liczonego w latach lub zostały zakwalifikowane przez *National Grid* jako uczestnicy obrotu wtórnego, co w praktyce wiąże się z obowiązkiem spełnienia analogicznych wymagań, jak do prekwalifikacji do aukcji mocy. Podobnie w art. 15 ust. 1 pkt 1 ustawy przewidziano możliwość złożenia przez dostawcę mocy wniosku o dopuszczenie do udziału w rynku wtórnym bez konieczności przechodzenia procesu certyfikacji do aukcji głównej lub dodatkowej.

Ponadto nowe jednostki mocy, ale także jednostki modernizowane muszą spełnić w określonym terminie tzw. osiągnięcie znacznych kamieni milowych (*Substantial Completion Milestone*), tj. potwierdzenia możliwości do wytworzenia określonej ilości mocy oraz poniesienia określonych nakładów inwestycyjnych na budowę lub modernizację jednostki mocy.

Proces obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym składa się z następujących czterech kroków:

<sup>27</sup> *Energy Act 2013*. Pozyskano z: <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2013/32/contents/enacted> (20.07.2018).

<sup>28</sup> *Consolidated version of the capacity market rules*. This consolidated version of the Capacity Market Rules is not a formal document and should not be relied upon, 19.07.2018. Pozyskano z: [https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/07/consolidated\\_capacity\\_market\\_rules.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/07/consolidated_capacity_market_rules.pdf) (20.07.2018).

- 1) dostawca mocy, na którym ciąży obowiązek mocy (dostawca A), oraz dostawca mocy uprawniony do udziału w rynku wtórnym, na którego zostanie przeniesiony obowiązek mocy (dostawca B) uzgadniają między sobą warunki transakcji. Z zastrzeżeniem wymogów wynikających z zasad rynku wtórnego, dostawcy mocy mają pełną dowolność w ustalaniu warunków komercyjnych przeprowadzanej transakcji. Na tym etapie nie uczestniczy operator systemu przesyłowego;
- 2) dostawca A składa wniosek o przeniesienie obowiązku mocowego przez dedykowaną platformę internetową prowadzoną przez *National Grid*, a dostawca B akceptuje wniosek w ciągu co najmniej 5 dni roboczych przed wejściem w życie obowiązku, którego dotyczy transakcja. W takim wniosku wskazuje się strony transakcji, okres obowiązku mocowego, który zostaje przeniesiony oraz wielkość obowiązku mocowego, która zostaje przeniesiona;
- 3) *National Grid* przetwarza wniosek w ciągu 5 dni roboczych i powiadamia strony transakcji o akceptacji lub oddaleniu wniosku;
- 4) w razie zaakceptowania transakcji jej szczegóły są umieszczane przez operatora systemu przesyłowego w rejestrze w ciągu 5 dni roboczych od dnia otrzymania wniosku oraz odnotowuje zmiany w obowiązkach mocowych dostawców na potrzeby przyszłych rozliczeń. Transakcja staje się skuteczna z chwilą dokonania wpisu w rejestrze.

Proces dokonywania transakcji przebiega zatem analogicznie do przypadku obrotu wtórnego na polskim rynku mocy, z tym że brytyjski operator systemu przesyłowego musi aktywnie zaakceptować transakcje. Wydaje się, że wprowadzenie przez polskiego ustawodawcę omawianej w poprzedniej części opracowania instytucji sprzeciwu jest korzystniejsze dla dostawców mocy, ponieważ pozostawanie przez niego w bierności zapewnia im *de iure* zaakceptowanie transakcji.

Podobnie jak w przypadku polskich regulacji, kontrola transakcji ograniczona jest wyłącznie do kryterium lojalnościowego. Operator systemu przesyłowego bada czy strony spełniają ustawowe wymogi zawarcia transakcji, możliwość wyprodukowania mocy nabywanej przez stronę transakcji oraz spełnienie pozostałych wymogów, w tym wymogów dotyczących minimalnej wielkości obowiązku mocowego, która musi pozostać u każdej z jednostek rynku mocy w przypadku przeniesienia części obowiązku mocowego.

Minimalny okres przenoszonego pomiędzy jednostkami rynku mocy obowiązku mocowego wynosi jeden dzień, natomiast maksymalny wynosi cały roczny okres dostaw. Z kolei minimalna wielkość przenoszonego obowiązku mocowego wynosi 2 MW, z zastrzeżeniem, że w każdej jednostce rynku mocy po dokonaniu transakcji obejmującej tylko część obowiązku mocowego musi pozostać obowiązek mocy o wielkości przynajmniej 2 MW. Oczywiście w sytuacji, gdy przenoszony jest cały obowiązek mocy, wymogu tego nie stosuje się. Dostawcy mocy nie mogą przenieść wolumenu przekraczającego możliwości wytwórcze danej jednostki mocy.

W tym zakresie ustawodawca brytyjski zapewnił mniejszą dowolność w kształtowaniu transakcji niż w projekcie rozporządzenia, które umożliwia przeniesienie minimalnej wielkości obowiązku mocowego w wysokości 0,001 MW oraz dla minimalnego okresu jednej godziny.

Skutkiem wpisu transakcji do rejestru jest przeniesienie pomiędzy jednostki obowiązku mocowego, obowiązku zapłacenia kar w przypadku jego niewykonania oraz prawa do otrzymywania wynagrodzenia za jego wykonanie.



#### 4. Realokacja wielkości wykonanego obowiązku mocowego

Właściciele jednostek rynku mocy są zobowiązani w okresie zagrożenia (*System Stress Event*) do fizycznego dostarczenia lub zredukowania poboru energii zadeklarowanej w aukcji mocy. W przypadku niewywiązania się z niniejszego obowiązku zobowiązani są do zapłaty kary w wysokości odpowiadającej stopniowi niewykonania obowiązku.

W celu zabezpieczenia dostawców mocy przed powyższym ryzykiem *Capacity Market Rules* zawierają normy dające uprawnienia do przenoszenia nadwyżki wytworzonej energii z jednej jednostki rynku mocy na jednostkę rynku mocy, która nie wykonała w części lub w całości obowiązku mocowego w okresie zagrożenia.

Realokacja wielkości wykonanego obowiązku mocowego odbywa się, podobnie jak w przypadku obrotu wtórnego, pomiędzy jednostkami rynku mocy, które przeszły proces prekwifikacji do aukcji mocy przeprowadzonej dla tego samego okresu dostaw liczonego w latach lub spełniają wymagania do zakwalifikowania przez *National Grid* jako uczestnicy obrotu wtórnego i zostały przez niego zakwalifikowane jako zarejestrowani uczestnicy rynku realokacji wielkości (CMVR). Oznacza to, że jednym z podmiotów transakcji może być dostawca mocy, którego jednostka mocy nie wygrała aukcji mocy, a zatem dostawca, na którym nie ciąży obowiązek mocowy. W obecnym brzmieniu art. 48 ust. 1 pkt 2 ustawy wydaje się, że na polskim rynku wtórnym możliwa jest realokacja wielkości wykonanego obowiązku wyłącznie pomiędzy jednostkami, które wygrały aukcję mocy przeprowadzoną na ten sam okres dostaw.

W odróżnieniu od obrotu wtórnego nadzór nad realokacją wielkości wykonanego obowiązku mocowego sprawuje *EMR Settlement Limited* (dalej: EMR SL) podmiot powołany jako wykonawca funkcji organu rozliczającego (*Settlement Body*). Ponadto, w odróżnieniu od obrotu wtórnego, który odbywa się *ex ante*, realokacja wielkości odbywa się zawsze *ex post* po zakończeniu okresu zagrożenia.

W odróżnieniu od transakcji dokonywanej w ramach obrotu wtórnego przy realokacji wykonanego obowiązku mocowego podmioty zainteresowane dokonaniem transakcji zgłaszają taką wolę bezpośrednio do EMR SL, który wpisuje transakcję do rejestru wolumenu mocy (*Capacity Volume Register*). Zarówno podmioty, który wytworzyły nadwyżkę mocy, jak i te, które nie wytworzyły wystarczającej ilości mocy mogą sprzedać nadwyżkę lub uzupełnić braki w ramach wielu transakcji.

W praktyce realokacja wolumenu mocy zaczyna się wraz z końcem miesiąca, w którym wystąpił okres zagrożenia. Do godziny 17:00 dziesiątego dnia roboczego następującego dzień po zakończeniu miesiąca, w którym wystąpił okres zagrożenia, EMR SL publikuje rejestr wolumenu mocy. Wskazywane są w nim jednostki, które nie wyprodukowały wystarczającej ilości energii oraz te, które wyprodukowały jej nadmiar. Następnie pomiędzy jedenastym a dziewiętnastym dniem roboczym przypadającym po dniu następującym po zakończeniu miesiąca, w którym wystąpił okres zagrożenia, dostawcy mocy mogą zgłaszać chęć dokonania transakcji. W dniu przypadającym po ostatnim dniu terminu na zgłoszenie chęci zawarcia transakcji EMR SL publikuje aktualizowaną wersję rejestru rynku mocy oraz nakłada kary na te jednostki, które nadal mają niedobór wyprodukowanej mocy. Terminy na dokonanie transakcji są zdecydowanie dłuższe niż te przewidziane w ustawie, wynoszące 5 dni roboczych po zakończeniu okresu zagrożenia.

## VIII. Podsumowanie

Poczynione powyżej rozważania na temat rynku wtórnego wskazują, że może on stanowić w praktyce niezwykle istotny element mechanizmu rynku mocy. Pozwoli on bowiem na zabezpieczenie się dostawców mocy przed częścią różnych rodzajów ryzyka związanych z uczestnictwem w rynku mocy, jego uelastycznienie oraz urynkowanie. Ponadto stanowi on dodatkową inicjatywę dla dostawców mocy do wytwarzania większej ilości energii elektrycznej, a także do inwestowania w jednostki wytwórcze w celu zwiększenia ich maksymalnego wolumenu. Wydaje się, że przyjęty mechanizm może znacząco pomóc w realizacji celów ustawy o rynku mocy. Trzeba w tym miejscu podnieść, iż mechanizm rynku mocy stanowi strategiczny projekt dla polskiej gospodarki w obszarze energetyki. Z tych względów pełna wydolność rynku mocy jest szczególnie ważna. Pozwoli ona bowiem na poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju, a także rozwój inwestycji w sektorze energetycznym. Ponadto skala ryzyka związana z przygotowaniem się dostawcy mocy i jego przystąpieniem do rynku mocy przemawia za przyjęciem mechanizmu ograniczającego te zagrożenia. Z tych względów wprowadzenie rynku wtórnego dla rynku mocy zasługuje na pełną aprobatę.

Nałożenie przez ustawę obowiązku spełniania określonych warunków dla skuteczności czynności prawnej, jaką jest zawarcie transakcji na rynku wtórnym, ma na celu zapewnienie transparentności tych transakcji, a także kontroli ich zgodności z obowiązującymi regulacjami. Jednakże wydaje się, że fakultatywny charakter sprzeciwu połączony z brakiem korespondujących norm sankcjonujących może potencjalnie doprowadzić do sytuacji, w których za skuteczne zostaną uznane transakcje niespełniające ustawowych wymogów. Niejasna jest również sama natura prawna sprzeciwu jako czynności prawnej – wykazuje ona elementy charakterystyczne dla milczącej zgody uregulowanej w Kodeksie postępowania administracyjnego, jednocześnie nie można jednak uznać, że w przypadku wyrażenia sprzeciwu mamy do czynienia ze sprawą administracyjną. Wydaje się też, że wprowadzenie terminu dla Operatora Systemu Przesyłowego na dokonanie wpisu do rejestru mocy mogłoby rozwiązać ewentualne spory dotyczącego tego, w jakim terminie powinien ten wpis zostać dokonany.

Po przeprowadzonej analizie należy stwierdzić, że rynek wtórny w Wielkiej Brytanii i w Polsce opiera się na bardzo podobnych założeniach. Zauważalne są jednak różnice pomiędzy omówionymi mechanizmami. W zakresie obrotu wtórnego wydaje się, że polskie regulacje zapewniają większą swobodę dostawcom mocy na dokonywanie transakcji, ze względu na łagodniejsze wymogi dotyczące minimalnej wielkości obowiązku, który może zostać przeniesiony, a także ze względu na zastosowanie instytucji sprzeciwu wobec transakcji zamiast aktywnej zgody przewidzianej w rozwiązaniach brytyjskich. Jednakże w zakresie realokacji wolumenu wykonanego obowiązku wolumenu mocowego to regulacje brytyjskie zapewniają znacznie więcej czasu na dokonanie transakcji, co może istotnie poprawiać bezpieczeństwo jednostek rynku mocy, które nie wykonały całości obowiązku mocowego w okresie dostaw. Ponadto wciąż nie wiadomo, jak w praktyce będzie wyglądała w Polsce realokacja wolumenu. W szczególności pozostaje otwartym pytanie, czy będzie ona wzorowana na rozwiązaniach brytyjskich, czy też będzie dokonywana analogicznie do obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym. Praktyka brytyjska pokazuje, że efektywne działanie rynku wtórnego nie wymaga zastosowania zorganizowanej platformy obrotu, a związku

z tym wydaje się mało prawdopodobne, aby w najbliższym czasie transakcje na rynku wtórnym w Polsce były zawierane przy udziale Towarowej Giełdy S.A.

Należy jednak również wskazać, że ostatnie lata funkcjonowania rynku mocy w Wielkiej Brytanii zdają się pokazywać, że samo zapewnienie możliwości zabezpieczenia się przed ryzykiem w drodze dokonywanych transakcji na rynku wtórnym nie jest wystarczające do zagwarantowania efektywności działania całego rynku mocy. Jako główne przyczyny porażki mechanizmu rynku mocy w Wielkiej Brytanii wskazuje się przede wszystkim przekazanie znacznych środków dla jednostek mocy, którym środki te nie były potrzebne do kontynuowania wytwarzania energii, a także brak wprowadzenia oddzielnych koszyków aukcyjnych dla nowych i istniejących jednostek rynku mocy. Rynek wtórny, choć stanowi istotny element rynku mocy, okazał się być niewystarczającym środkiem do skutecznego zwalczania jego niedoskonałości (Orme, 2016, s. 3–4).

## Bibliografia

- Adamiak, B. (2017). W: B. Adamiak, J. Borkowski (red.), *Kodeks postępowania administracyjnego. Komentarz*. Warszawa: C.H. Beck.
- Będkowski-Koziół, M. (2014). Aksjologia regulacji sektora energetycznego. cz. 2. *Przegląd Ustawodawstwa Gospodarczego*, 12.
- Będkowski-Koziół, M. (2018). Rynek mocy jako nowy instrument zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w Polsce. W: red. M. Pawełczyk, *Współczesne problemy bezpieczeństwa energetycznego – sektor gazowy i energetyczny*. Warszawa: Wydawnictwo Ius Publicum.
- Department of Energy & Climate Change. (2012). *Electricity Market Reform: policy overview*. Presented to Parliament by the Secretary of State for Energy and Climate Change by Command of Her Majesty. London.
- Domagała, M. (2008). *Bezpieczeństwo energetyczne – aspekty administracyjno-prawne*. Lublin: Wydawnictwo KUL.
- Gołaszewski, P. i Wąsowski, K. (2017). W: R. Hauser, M. Wierzbowski (red.), *Kodeks postępowania administracyjnego. Komentarz*, Warszawa: C.H. Beck.
- Hach, D., Chyoung, Ch.K. i Spinler S. (2014). *Capacity Market Design Options: A Capacity Expansion Model and a GB Case Study*, May 9. Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=2435165>, <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2435165>. Pozyskano z: [https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=2435165](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2435165) (20.07.2018).
- Hauser, R. i Wierzbowski, M. (red.). (2017). *Kodeks postępowania administracyjnego. Komentarz*. Warszawa: C.H. Beck.
- IEA. (2018). *What is energy security?* Pozyskano z: <https://www.iea.org/topics/energysecurity/whatisenergysecurity/> (20.07.2018).
- Kraśniewski, M. (2018). Prawna realizacja Strategii na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju w sektorze energetycznym. W: M. Pawełczyk (red.), *Współczesne problemy bezpieczeństwa energetycznego – sektor gazowy i energetyczny*. Warszawa: Wydawnictwo Ius Publicum.
- Lyons, P.K. (1994). *Energy policies of the European Union*. London: EC Inform.
- Newbery, D. (2015). Missing Money and Missing Markets: Reliability, Capacity Auctions and Interconnectors. *Cambridge Working Papers in Economics*, July. Pozyskano z: <http://www.econ.cam.ac.uk/research-files/repec/cam/pdf/cwpe1513.pdf> (20.07.2018).

- Orme, B. (2016). Why the Capacity Market for Electricity Generation is not working, and how to reform it. *Institute for Public Policy Research*, March. Pozyskano z: [https://www.ippr.org/files/publications/pdf/incapacitated\\_March2016.pdf](https://www.ippr.org/files/publications/pdf/incapacitated_March2016.pdf) (20.07.2018).
- Pawełczyk, M. (2013). *Publicznoprawne obowiązki przedsiębiorstw energetycznych jako instrument zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w Polsce*. Toruń: Wydawnictwo Adam Marszałek.
- Pawełczyk, M. i Kraśniewski, M. (2018). Sektor energetyczny – współczesne wyzwania. *Przegląd Ustawodawstwa Gospodarczego*, 8.
- Porter, T. (2015). Review of the second GB capacity Auction. *Frontier Economics*, December.
- Prechal, S. (2005). *Directives in EC Law*. Oxford: Oxford University Press.
- Stoczkiewicz, M. (2015). Capacity mechanisms in the electricity sector in the context of State aid. *European Energy Journal*, 5(4), 29–50.
- Strzyczkowski, K. (2011). *Prawo gospodarcze publiczne*. Warszawa: Lexis Nexis.
- Szafrański, A. (2014). *Prawo energetyczne. Wartości i instrumenty ich realizacji*. Warszawa: C.H. Beck.
- Szafrański, A. (2017). Prawne uwarunkowania realizacji Strategii na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju w obszarze energetyki ze szczególnym uwzględnieniem elektromobilności. *internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny*, 6(6).
- Wierzbowski, M. i Wiktorowska, A. (red.). (2017). *Prawo administracyjne*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Wróbel, A. (red.). (2012). *Traktat o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej*, t. 1, (Art. 1–89). Warszawa: Wolters Kluwer.
- Yiakoumi, D. i Rouaix, A. (2016). Understanding the new Capacity Market implemented in the UK. *Discussion Paper in Economics*, 16(13).