

## ANALIZA IPE NR 1/2018

### Lokalny wymiar mechanizmów mocowych

*Ewa Mataczyńska\**

Celem polityki energetycznej jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju. Jakkolwiek definicja wskazuje na trzy zasadnicze elementy, które kształtują powyższe bezpieczeństwo, to jednak elementy te wzajemnie się wykluczają, ponieważ cele ich realizacji stoją ze sobą w sprzeczności. Elementy te, składają się na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej po ekonomicznie uzasadnionych cenach z zachowaniem wymogów dbałości o środowisko naturalne<sup>1</sup>. Jednak naturalnym elementem bezpieczeństwa energetycznego wydaje się być zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wobec zagrożenia brakiem odpowiedniego poziomu mocy w systemie. Stanowi to wyzwanie dla Polski na kolejne lata<sup>2</sup>. Sprostanie rosnącemu zapotrzebowaniu na energię jest jednym z kluczowych problemów związanych z rozwojem gospodarczym i społecznym każdego kraju<sup>3</sup>. W prawie polskim oznacza ono zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię. To co w pierwszej kolejności warunkuje bezpieczeństwo dostaw to dostępności źródeł wytwarzania energii elektrycznej w wielkości umożliwiającej pokrycie zapotrzebowania na moc i energię. Należy jednak zwrócić uwagę, że w obecnych warunkach, tj. bez aktywizacji klientów mamy do czynienia z niską elastycznością popytu. Dodatkowo trudno przewidywalna zmienność podaży wynikająca z rosnącego udziału w systemie elektroenergetycznym instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii, w których produkcja uzależniona jest od zmiennych i nie zawsze przewidywalnych warunków atmosferycznych, wymaga podjęcia środków zaradczych, które umożliwią elastyczne reagowanie systemu elektroenergetycznego na zmiany w dostawach. Aby sprostać powyższym wymaganiom wprowadzono w Polsce rynek mocy, który ma zapewnić wystarczającą zdolność generowania lub zarządzania obciążeniem

---

\* dr Ewa Mataczyńska – ekspert Instytutu Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza

w systemie. Będzie on działał równolegle do obecnego rynku energii, wspieranego przez rynek usług bilansujących.

Rynek mocy jest mechanizmem mającym na celu zidentyfikowanie i przyciągnięcie kwalifikowanych zasobów zarówno wytwórczych jak i redukcji zapotrzebowania w celu spełnienia prognozowanych przyszłych poziomów popytu i wzrostu powiększonych o pewną, założoną marżę rezerwową. Przy odpowiednim (wskazanym przez ustawę) zaangażowaniu organów regulacyjnych operator systemu, określi poziom niezbędnych w systemie mocy, które zostaną pozyskane w systemie aukcyjnym, przy najmniejszych kosztach dla konsumentów.

Z pewnością do głównych beneficjentów rynku mocy będą należały duże konwencjonalne elektrownie, których spodziewany udział w aukcjach będzie największy, o ile nie jedyny. **Niemniej jednak pewne zapisy w ustawie wskazują na otwarcie tego rynku po pierwsze dla mniejszych jednostek wytwórczych, a po drugie dla jednostek redukcji zapotrzebowania.** Kształt rynku mocy, który został wprowadzony w Polsce przypomina ustawę wprowadzoną w Wielkiej Brytanii, stąd przeniesione z niej zostały zapisy dotyczące udziału reakcji strony popytowej w rynku mocy jak również możliwości udziału w aukcjach magazynów energii elektrycznej. Dzięki takim zapisom pojawiają się dla lokalnych, niewielkich inicjatyw możliwości uczestniczenia w rynku mocy. **W związku z tym należy widzieć to jako jedną z płaszczyzn lokalnego wymiaru mechanizmów mocowych. Czy jednak te możliwości zostaną wykorzystane na poziomie lokalnym będzie zależało od indywidualnego podejścia każdej inicjatywy.**

### **Paradygmat dwutowarowego rynku energii**

Paradygmat w rozumieniu filozofii wprowadzonej przez Tomasa Kuhna to zbiór pojęć i teorii tworzących podstawy danej nauki. Są one niekwestionowane, przynajmniej do czasu kiedy paradygmat jest twórczy poznawczo. Oznacza to, że za jego pomocą można tworzyć teorie szczegółowe zgodne z danymi historycznymi, którymi zajmuje się dana nauka. Należy jednak pamiętać, że paradygmat przyjmowany jest na zasadzie kompromisu większości badaczy, którzy zajmują się problemem. Nie jest on dany na zawsze, może ulegać okresowo zmianom prowadzącym niejednokrotnie do głębokich zmian w nauce tworzących rewolucję naukową<sup>4</sup>.

Wydaje się, że dopóki technologia wielkoskalowego, przemysłowego magazynowania energii elektrycznej nie jest powszechnym i oczywistym zjawiskiem, dopóty dwutowarowy rynek energii należy widzieć z perspektywy paradygmatu. Niemniej jednak zbiór pojęć i teoria, która została wykorzystana do tego celu wydaje się być na tyle nietrwała, że podważa sens absolutnej słuszności paradygmatu.

Na chwilę obecną w Polsce przyjęto dwutowarowy rynek energii elektrycznej na zasadzie pewnego kompromisu, który jednak jak wynika z licznych publikacji i wypowiedzi nie został z jednakowym entuzjazmem przyjęty przez wszystkie podmioty związane z rynkiem energii. Kompromis ten teoretycznie wydaje się niezbędny z punktu widzenia prognoz, z których wynika, że brak mocy w systemie elektroenergetycznym w najbliższej przyszłości jest realny. Szacuje się bowiem, że w przeciągu dwóch dekad może wystąpić znaczący niedobór mocy wytwórczych. Niedobór ten należy wiązać z jednej strony z prognozowanym wzrostem zapotrzebowania szczytowego na moc i energię, z drugiej natomiast z planowanym wycofaniem niektórych jednostek wytwórczych. Potrzeba wprowadzenia rynku mocy wynika zatem z konieczności zapobiegania przyszłym niedoborom mocy wytwórczych, co wiąże się z przemodelowaniem otoczenia regulacyjnego rynku energii elektrycznej w taki sposób, aby stworzyć zachęty ekonomiczne do budowy, utrzymywania i modernizacji jednostek wytwórczych oraz do zarządzania zużyciem energii i uelastycznienia popytu u odbiorców<sup>5</sup>.

Rynek mocy to centralny nabywca pozyskujący zobowiązanie do dostarczenia do systemu odpowiedniego poziomu mocy w określonych sytuacjach oraz do pozostawania w gotowości do jej dostarczenia. Oznacza to, że handlować będzie można również mocą dyspozycyjną, czyli gotowością do dostarczania energii. Zobowiązanie, nazwane obowiązkiem mocowym, oferują na aukcjach dostawcy mocy tacy jak wytwórcy, magazyny energii i wybrani odbiorcy energii elektrycznej spełniający warunki dla jednostek redukcji zapotrzebowania, a także podmioty reprezentujące grupy wytwórców, albo odbiorców czyli tzw. agregatorzy. Dostawcy mocy będą mogli oferować ją na specjalnych aukcjach organizowanych przez operatora systemu przesyłowego. Aukcje te podzielono na aukcje główną na pięć lat i aukcje dodatkowe rok przed okresem dostaw. Uzyskane przez dostawców mocy oraz aktywnych konsumentów środki będą stanowiły wsparcie dla inwestycji. Z kolei operator systemu przesyłowego zyska dzięki temu pewność, że ilość mocy dyspozycyjnej

w systemie będzie wystarczająca do pokrycia bieżącego i długoterminowego zapotrzebowania na energię elektryczną.

Przez wiele lat mówiło się o rynku energii jako o jednotowarowym rynku identyfikowanym z energią elektryczną. Teraz jednak za przyczyną ustawy o rynku mocy wprowadzona zostaje systemowa zmiana myślenia, która oznacza przejście na rynek dwutowarowy, na którym funkcjonują dwa towary: energia oraz moc czyli zdolności wytwórcze poszczególnych jednostek<sup>6</sup>.

Oczywiście w tym podobnych sytuacjach zawsze nasuwa się pytanie o to, czy w związku z taką zmianą myślenia nastąpi wzrost cen energii. Z teoretycznego punktu widzenia, ale również jak się wydaje oczekiwanego, ceny energii nie powinny wzrosnąć. Na rynku jednotowarowym moce szczytowe trzeba utrzymywać wyłącznie z wysokiej ceny energii. W efekcie poza szczytem cena energii jest niska. Niemniej jednak z chwilą pojawienia się w systemie problemów z bilansem mocy, cena ta znacznie wzrośnie. Idea wprowadzenia rynku mocy została oparta na podejściu, że globalnie przy rynku dwutowarowym, czyli z rynkiem mocy cena energii nie powinna być narażona na duże wahania. Przy rynku dwutowarowym bowiem część kosztów zawiera się w opłacie mocowej i rynek energii dzięki temu powinien działać stabilniej. Należy zaznaczyć, że rynek mocy będzie funkcjonować równolegle do rynku energii, nie ograniczając jego funkcjonowania ani nie zastępując kształtowania się cen na rynku energii w wyniku relacji popytu i podaży<sup>7</sup>.

Pomimo założeń o stabilności i przewidywalności poziomów ceny energii elektrycznej po wprowadzeniu rynku mocy, zgodnie z zapisami ustawy pojawią się dodatkowe koszty. Po pierwsze będzie to opłata mocowa na rachunkach odbiorców, a po drugie prawdopodobne koszty wynikające z konieczności dostosowania istniejącego mechanizmu rozliczeń odbiorców, który w obecnym kształcie nie umożliwia pobierania opłaty mocowej od dużej grupy odbiorców zgodnie z zapisami ustawy.

Szczególną uwagę należy zwrócić również na lokalny wymiar mechanizmów mocowych, który można zidentyfikować na dwóch płaszczyznach. Pierwsza to wspomniana powyżej **część kosztowa przedsięwzięcia, która na poziomie lokalnym związana jest z wprowadzeniem opłaty mocowej dla wszystkich uczestników systemu, druga natomiast to możliwości inwestycyjne oraz dodatkowe przychody w wyniku świadczenia usług mocowych** przez lokalne inicjatywy.

### **Kosztowa płaszczyzna lokalnego wymiaru mechanizmów mocowych**

Wprowadzenie rynku mocy w Polsce należy widzieć nie tylko poprzez pryzmat konieczności zapewnienia długoterminowych zdolności systemu elektroenergetycznego do jego stabilnej pracy. Jak wspomniano wcześniej, mechanizmy dzięki, którym będzie funkcjonował rynek mocy nie są mechanizmami bezkosztowymi. Odbiorca, w tym przypadku stanie się inwestorem (ponosząc opłatę mocową) w długoterminowe zapewnienie zdolności stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego. Można zadać pytanie, **czy indywidualny poziom wyceny zapewnienia stabilności systemu jest jednakowo postrzegany przez każdego użytkownika systemu.** Czy w sposób sprawiedliwy można wycenić ten poziom? I o jakim poziomie można mówić, że jest sprawiedliwy.

Dla większości odbiorców opłata mocowa to dodatkowa pozycja na fakturze, którą będą musieli opłacić, to dodatkowy koszt. Ponadto jest to koszt, który nie jest łatwy do zrozumienia. **Dlatego niezwykle istotna jest po pierwsze edukacja w tym zakresie, a po drugie takie wyważenie poziomu nowej opłaty, aby nie doprowadzać do zniekształcenia rynku.** Wdrożony w połowie roku 2016 aukcyjny system wsparcia dla odnawialnych źródeł energii (OZE) spowodował, że konsumenci energii dołożyli do niego setki milionów złotych. System ten jednak nie przełożył się na zadowalający poziom inwestycji w nowe źródła, tak jak oczekiwano. Tym czasem okazało się, że zostało tak wiele zebranych środków, że dalsze ich gromadzenie nie miało sensu przy obecnym mechanizmie aukcyjnym. W związku z tym decyzją Prezesa URE cena opłaty OZE została ustalona w wysokości zero zł/MWh na 2018 rok.

W przypadku rynku mocy, opłatę mocową będzie pobierało przedsiębiorstwo do którego urządzeń, sieci lub instalacji odbiorca końcowy jest przyłączony. Kolejne zapisy Ustawy<sup>8</sup> szczegółowo definiują ścieżkę, zgodnie z którą środki powinny być przekazywane od odbiorcy końcowego, przez operatora systemu dystrybucyjnego aż do operatora, który powierza następnie środki zarządcy rozliczeń (Ustawa, art. 69).

Jakiego poziomu opłaty mocowej wynikającej wprost z ustawy, należy się spodziewać, będzie zależało od całkowitego kosztu rynku mocy w danym roku, który będzie podstawą do kalkulacji stawek mocowych. Koszt ten składa się z kosztów zakupionych obowiązków mocowych w wyniku aukcji głównej i aukcji dodatkowych organizowanych dla danego roku dostaw, środków finansowych z aukcji biletowych organizowanych dla

jednostek zagranicznych, kosztów obsługi rozliczeń finansowych na rynku mocy ponoszonych przez zarządcę rozliczeń z uwzględnieniem stanu środków finansowych na rachunku opłaty mocowej oraz spłaty zadłużenia z roku poprzedniego (Ustawa, art. 74). Opłata mocowa będzie obowiązywała począwszy od dnia 1 października 2020 roku (Ustawa, art. 99).

Stawki opłaty mocowej zostały podzielone na dwie grupy. Pierwsza z nich to stawka miesięczna dla gospodarstw domowych, zależna od rocznego zużycia energii elektrycznej. Stawka ta płatna będzie za punkt poboru energii elektrycznej rozumiany jako punkt w sieci elektroenergetycznej, w którym mierzony jest pobór energii elektrycznej przez układ pomiarowo-rozliczeniowy, określony w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej, lub w umowie kompleksowej. Tutaj w zależności od tego w jakim rocznym przedziale zużycia znajdzie się odbiorca, zapłaci inną stawkę miesięczną. Przedziały zużycia ustalono w sposób analogiczny do opłaty przejściowej. Należy się spodziewać zatem, że stawka będzie zróżnicowana w zależności od tych przedziałów (Ustawa, art. 70, ust. 1).

Druga grupa stawek obowiązująca odbiorców komercyjnych również będzie zależna od zużycia energii elektrycznej jednak zużycia w wyszczególnionych godzinach szczytowych. Odbiorcy ci będą dodatkowo podzieleni na energochłonnych scharakteryzowanych poprzez współczynniki intensywności zużycia oraz odbiorców komercyjnych pozostałych (Ustawa, art. 70, ust. 2).

Co istotne, ustawa wprowadza możliwość zmian stawek w poszczególnych kwartałach dla tych grup odbiorców, aby uwzględnić sezonową zmienność zapotrzebowania na moc w systemie. Godziny szczytowe w okresie zimowym różną się od tych w okresie letnim dodatkowo różni się również udział poszczególnych grup odbiorców w zapotrzebowaniu szczytowym. Oznacza to, że stawki będą ustalane dla wybranych godzin doby. Powyższe decyzje będzie podejmował oraz publikował Prezes URE.

Teoretycznie, wyznaczając kwartał i godziny w tym kwartale, w których będzie pobierana opłata mocowa uzależniona od poziomu zużycia, wydaje się mechanizmem uzasadnionym. Niestety z praktycznego, czy technicznego punktu widzenia jest nadmiernie skomplikowany i w dużej mierze wymagający dodatkowych nakładów finansowych, aby stał się w pełni możliwy do realizacji. Powyższe bowiem oznacza, że każdy odbiorca z tej grupy

powinien być wyposażony w licznik energii elektrycznej z rejestracją profilu obciążenia, jak również w układ służący do zdalnej komunikacji. Zgodnie z przeprowadzoną analizą, aby zrealizować powyższy wymóg ustawy w Polsce powinno zostać wymienionych blisko 1,4 mln układów pomiarowych, co wiąże się z poniesieniem dodatkowych nakładów, szacowanych na około 900 mln zł<sup>9</sup>.

**Zatem lokalny koszt mechanizmów mocowych dla konsumentów będzie po pierwsze związany z opłatą mocową, a po drugie z możliwymi dodatkowymi kosztami wynikającymi z konieczności dostosowania układów pomiarowych do standardów umożliwiających pobieranie opłaty mocowej zgodnie z ustawą.** Na ile okażą się to uzasadnione koszty, będzie można określić z chwilą przeprowadzenia kolejnych aukcji oraz sporządzenia rzetelnej analizy rynku i jego potrzeb w zakresie zasadności wprowadzenia mechanizmów zapewniających bezpieczeństwo systemu.

#### **Inwestycyjna płaszczyzna lokalnego wymiaru mechanizmów mocowych**

Należy zgodzić się z tezą, że największymi beneficjentami rynku mocy będą duże jednostki wytwórcze, jednak dzięki pewnym zapisom ustawy, które wynikają z ustępstw na jakie zdecydował się polski ustawodawca spełniając zalecenia komisji europejskiej, rynek mocy daje nadzieję na udział mechanizmów mocowych również na poziomie lokalnym. Zapisy te, to po pierwsze **dopuszczenie do rynku mniejszych jednostek wytwórczych.** Tutaj szansę mają instalacje kogeneracyjne (które nie uzyskały innego wsparcia), ale również instalacje OZE, które z zasady uważane są za niestabilne. Oczywiście takie instalacje będą mogły uczestniczyć w rynku w połączeniu z magazynami energii. **Magazyny są bowiem kolejnym elementem, który został dopuszczony do aukcji.** Skrócenie czasu, w którym elektrownie mają udostępniać moc z 15 godzin, co premiowało siłownie konwencjonalne, na 4 godziny, co jest ukłonem w stronę istniejących i możliwych jeszcze do budowy elektrowni szczytowo-pompowych, ale także magazynów energii. Są to technologie, które szybko się rozwijają i za kilka lat mogą stać się liczącymi się uczestnikami systemu aukcyjnego. Co prawda na tym etapie trudno jest ocenić jak będzie się rozwijał ten rynek, ponieważ ciągle brak jest gruntownych zapisów ustawowych regulujących zarządzanie magazynami. Niemniej jednak warto wskazać, że w Wielkiej Brytanii wyniki wstępnej kwalifikacji do aukcji mocy zakwalifikowano 2,1 GW łącznej mocy zainstalowanej w magazynach energii<sup>10</sup>. Oznacza, to

że technologie magazynów energii wkraczają coraz odważniej na rynek energii konkurując ze dotychczasowymi jego użytkownikami.

Kolejnym istotnym dla lokalnych inicjatyw elementem jest **otwarcie rynku mocy dla jednostek redukcji zapotrzebowania**. Warunkiem uczestnictwa jest zadeklarowanie minimalnej mocy osiągalnej redukcji zapotrzebowania tj. 2MW (Ustawa, art. 16.). Wydawać by się mogło, że takie zapisy dadzą dużą szansę przedsiębiorstwom energochłonnym w korzystaniu z rynku mocy, jednak bardzo wymagające warunki w zakresie konieczności prowadzenia oraz potwierdzenia przeprowadzonych testów redukcji zapotrzebowania, bez otrzymywania zapłaty za te testy, rodzi ryzyko utraty przychodów bez możliwości skompensowania ich przychodami za świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania.

**Warto również zwrócić uwagę, że jeżeli jednostka wytwórcza bądź jednostką redukcji zapotrzebowania samodzielnie nie będzie w stanie zagwarantować minimalnego poziomu 2MW, może dokonać tego w ramach usług świadczonych przez agregatora.** Instytucja agregacji nie jest rozpowszechniona w Polsce. Nie funkcjonuje również model definiujący możliwości, uprawnienia i odpowiedzialność tego rodzaju uczestników rynku. Rynek mocy jest ustawą, która wprost wskazuje na kierunki zmian na rynku energii w tym zakresie, a w połączeniu z zapisami nowelizowanej, w ramach Pakietu Czysta Energia, dyrektywy o zasadach wspólnego rynku energii dotyczącymi wprowadzenia agregatorów jako niezależnego, funkcjonującego na konkurencyjnych i niedyskryminacyjnych zasadach uczestnika rynku energii, prowadzi do przekonania, że zmiany promujące aktywizację odbiorców nabierają realnych kształtów.

**Podjmując jednak decyzję na poziomie lokalny o nowych inwestycjach w ramach rynku mocy, należy pamiętać o pewnych przeszkodach, na które należy zwrócić uwagę.** Są to po pierwsze **zakaz uzyskiwania podwójnego wsparcia**. Oznacza to, że decydując się na inwestycje należy rozważyć poziom potencjalnych korzyści wynikających z różnych form wsparcia, tak aby wybrać najbardziej opłacalną i najmniej ryzykowną.

Po drugie przy podejmowaniu decyzji o agregacji źródeł wytwórczych, szczególnie w przypadku kiedy w skład wchodzi jednostki o różnym poziomie stabilności, należy pamiętać, że korygowanie mocy osiągalnej korekcyjnym współczynnikiem dyspozycyjności będzie oparte na **współczynniku właściwym dla agregowanych źródeł o najmniejszej stabilności**. Dodatkowo **system kar pieniężnych za niewykonanie obowiązku mocowego**



m.in. z przyczyn technologicznych może stanowić w przyszłości dotkliwy element osiągnięcia bądź nie opłacalności przyszłej inwestycji.

Należy jednak zauważyć, że znaczna część istotnych regulacji dotyczących funkcjonowania rynku mocy zostanie doprecyzowane dopiero w aktach wykonawczych do Ustawy oraz dokumentach i informacjach publikowanych przez OSP i Prezesa URE. Mając komplet materiałów będzie można przeanalizować możliwości dla inwestycji na poziomie lokalnym.

### **Przyszłość lokalnych inicjatyw na rynku mocy**

Warto wskazać, że ustawa daje pewne możliwości partycypowania lokalnych inicjatyw w mechanizmach związanych z rynkiem mocy. Przede wszystkim duży potencjał należy widzieć w inwestycjach związanych z magazynami energii, które szczególnie z perspektywy klastrów energii są elementami niezwykle istotnymi do efektywnego (w sensie zapewnienia zapotrzebowania na energię elektryczną) zarządzania obszarem. Dodatkowo, źródła OZE, których produkcja uzależniona jest od warunków pogodowych, w połączeniu z magazynami energii może stanowić dodatkowy element, który znajdzie swoje miejsce na rynku mocy.

Jednak decyzje dotyczące tego, czy warto będzie się angażować w te mechanizmy muszą zostać podjęte z całą świadomością o karach wynikających z tytułu niedotrzymania zobowiązań oraz po uprzedniej wnikliwej analizie potencjału jakim społeczności na poziomie lokalnym będą dysponowały i przede wszystkim jakie będą priorytety ich działalności.

Lokalny wymiar mechanizmów mocowych należy również widzieć z perspektywy regulacji, które zostaną wprowadzone w kraju jako implementacja zapisów Pakietu Czysta Energia. One bowiem określą między innymi model agregatora na rynku energii oraz szczegółowe wytyczne dotyczących magazynowania energii. Dodatkowo dokonają uszczegółowienia zapisów dotyczących społeczności energetycznych, czyli klastrów energii, między innymi w zakresie ich uczestnictwa w świadczeniu usług redukcji zapotrzebowania czy elastyczności sieci. Wejście powyższych regulacji w życie będzie oznaczało przemodelowanie rynku energii z pasywnego na aktywny model, w którym centralne miejsce zajmie aktywny konsument. Będzie mógł on uczestniczyć w sposób niedyskryminowany na wszystkich rynkach, będzie miał prawo do zrzeszania się, produkcji energii na własne potrzeby, ale także do sprzedaży wyprodukowanej energii, będzie mógł świadczyć usługi,

samodzielnie lub poprzez agregatorów, czy społeczności energetyczne, czyli dokładnie usługi, które w chwili obecnej umożliwiają zapisy rynku mocy, a mianowicie usługi redukcji zapotrzebowania na wezwanie. Być może wówczas wezwanie redukcji zapotrzebowania nie będzie pochodziło od OSP, a z poziomu niższego od OSD. Na chwile obecną jednak nie wiemy jak zostaną zaimplementowane zapisy dyrektyw do polskiego prawa.

---

<sup>1</sup> E. Mataczyńska., *Klasy energii – korzyści i szanse realizacji*, Analiza IPE nr 2/2017, 14.03.2017 [s:3-4].

<sup>2</sup> M. Duda, H. Mikołajuk, S. Skwierz, I. Tatarewicz, *Problemy bezpieczeństwa dostaw energii w zliberalizowanym rynku*, Materiały z XXVIII Konferencji z cyklu: Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej. Zakopane 12-15.10.2014, [s:6].

<sup>3</sup> T. Motowidlak, *Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w polityce energetycznej UE.*, *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 2014 Tom 17, [ss:23-38].

<sup>4</sup> T. S. Kuhn, *The Structure of Scientific Revolutions*, INTERNATIONAL ENCYCLOPEDIA of UNIFIED SCIENCE, The University of Chicago, 1962, Vol. II, No. 2, [ss:43-51].

<sup>5</sup> M. Duda, H. Mikołajuk, S. Skwierz, I. Tatarewicz, *Problemy bezpieczeństwa dostaw energii w zliberalizowanym rynku*, Materiały z XXVIII Konferencji z cyklu: Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej. Zakopane 12-15.10.2014, [s:8].

<sup>6</sup> <https://biznesalert.pl/rynek-mocy-polska-wegiel-oze-atom/>, [dostęp: 3.01.2018].

<sup>7</sup> CompassLexecon, *Ocena wpływu rynku mocy w Polsce na rynki energii elektrycznej*, Raport dla Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej, 11.09.2017.

<sup>8</sup> Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.

<sup>9</sup> R. Świstak, *Zapisy projektu ustawy o rynku mocy a układy pomiarowo-rozliczeniowe OSD*, PTPIREE, Energia Elektryczna 8/2017.

<sup>10</sup> <https://www.cleanenergynews.co.uk/news/storage/gigawatts-of-battery-storage-assets-cleared-to-compete-in-forthcoming-capac>, [dostęp: 20.02.2018].