

doi:10.15199/48.2019.10.07

Mechanizmy mocowe na rynkach energii elektrycznej

Streszczenie. W artykule scharakteryzowano rozliczenia mocowe związane z dostawą energii elektrycznej. Opisano najważniejsze mechanizmy mocowe, skupiając się głównie na rozwiązaniach stosowanych w krajach europejskich. Na tym tle przedstawiono zasady funkcjonowania rynku mocy w Polsce. Omówiono wyniki pierwszych aukcji krajowych. Wskazano na możliwy wpływ funkcjonowania rynku mocy na rynek energii elektrycznej..

Abstract. The article characterizes capacity settlements related to the supply of electricity. The most important capacity mechanisms were described, focusing mainly on solutions used in European countries. Against this background, the principles of the capacity market in Poland are presented. The results of the first domestic auctions were discussed. The possible impact of the capacity market on the electricity market was indicated. (**Capacity mechanisms on electricity markets**).

Słowa kluczowe: rynek energii, rynek mocy, system elektroenergetyczny, usługi systemowe

Keywords: energy market, capacity market, power system, ancillary services

Wstęp

Różnego rodzaju rozliczenia za gotowość dostarczenia mocy do systemu elektroenergetycznego, proponowano i próbowano wdrażać praktycznie od początku funkcjonowania rynków energii elektrycznej. Proces urynkowania rozliczeń między podmiotami w systemach elektroenergetycznych, który rozpoczął się w latach 80. ubiegłego wieku i nabrał przyspieszenia w latach 90. charakteryzował się wdrażaniem zróżnicowanych rozwiązań krajowych. Powszechna zgoda, dotycząca celowości wdrożenia rozwiązań rynkowych w elektroenergetyce i odejścia do modelu scentralizowanej monopolistycznej struktury systemu elektroenergetycznego, doprowadziła do stanu, w którym jednocześnie wprowadzano różne modele rynku energii elektrycznej w wielu krajach świata. Na przełomie wieków, po pierwszych doświadczeniach związanych z wdrażaniem rozwiązań rynkowych, zaczęło dominować przekonanie, że najbardziej efektywne w osiąganiu założonych celów są struktury rynku energii elektrycznej zorganizowane w modelu rynku jednotowarowego – rynku energii. Rozliczenia jednotowarowe pozwalają na szeroką konkurencję podmiotów, są stosunkowo proste organizacyjnie i zbliżają sposób funkcjonowania rynku energii elektrycznej do rynków towarów masowych. Możliwość wykorzystania znanych mechanizmów z rynków towarów masowych, była dodatkową zachętą do organizacji rynku energii elektrycznej jako rynku jednotowarowego. Jednocześnie konieczność uwzględnienia wielu ograniczeń technicznych i organizacyjnych, wynikających z zastanych struktur funkcjonowania sektorów elektroenergetycznych i praw fizycznych decydujących z sposobie funkcjonowania systemów elektroenergetycznych, doprowadziły do znacznego skomplikowania zasad handlu energią elektryczną.

Zróżnicowanie rozwiązań krajowych jest szczególnie widoczne w krajach Unii Europejskiej. Jednocześnie od wielu lat prowadzi się intensywne prace nad zbliżeniem do siebie zasad funkcjonowania rynków krajowych w Unii i docelowo nad wprowadzeniem wspólnego europejskiego rynku energii elektrycznej. Mimo znacznego wysiłku i zaawansowania prac w tym kierunku osiągnięcie celu w tym zakresie jest wciąż odległe.

Rozwój rynku energii elektrycznej jako rynku jednotowarowego, mimo licznych zalet może natrafiać na bariery. Cechą najczęściej podnoszoną w tym zakresie jest brak wypracowywania na tak zorganizowanym rynku długookresowych impulsów rozwojowych. Jednotowarowe rynki energii elektrycznej sprawnie wypracowują ceny

energii w perspektywie krótko- i średniookresowej. Formulowanie prognoz cenowych w perspektywie długookresowej (kilkuletniej) jest trudne. Biorąc pod uwagę typową, wieloletnią długość cykli inwestycyjnych w elektroenergetyce i kapitałochłonność inwestycji, funkcjonowanie rynku jednotowarowego może nie generować odpowiednio silnych impulsów rozwojowych, dostosowanych do cykli budowy nowych mocy wytwórczych. Zaczęto więc wskazywać na zagrożenie, jakim dla elektroenergetyki może być zbyt duża podatność rynku jednotowarowego na cykle koniunkturalne, których konsekwencją dla elektroenergetyki byłyby okresowe niedobory mocy zainstalowanej w systemie, skutkujące nie tylko znacznym wzrostem cen energii, ale także technicznymi problemami sprawnego prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego.

Poszukując dróg zmniejszenia tych zagrożeń, próbuje się w niektórych krajach wdrażać tzw. mechanizmy cenowe, które poprzez wprowadzenie rozliczeń opartych o wielkość mocy, pozwalają na przeniesienie części, bądź całości kosztów stałych poza rozliczeniami odnoszonymi się do energii elektrycznej. Rozwiązania takie mogą funkcjonować w ramach samego rynku energii elektrycznej (tworzone są wtedy struktury rynków dwutowarowych; przykładem może być dawny brytyjski model typu „pool”), równoległe do rynku energii w postaci krótkookresowych rozliczeń za gotowość dostawy mocy do systemu (w tym np. różnych dedykowanych regulacyjnych usług systemowych) lub jako niezależna forma długookresowych rozliczeń za gotowość dostawy mocy do systemu, czyli tzw. rynków mocy. To ostatnie, wymienione rozwiązanie uzasadniane jest najczęściej koniecznością uzyskania długookresowego wsparcia dla inwestorów i zapewnienie możliwości bezpiecznego pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc w perspektywie średnio- i długookresowej.

Należy jednak zauważyć, że wprowadzenie rozliczeń za moc w każdym z zasygnalizowanych modeli wpływa na sposób funkcjonowania podstawowego rynku energii elektrycznej. Poza wpływem na poziomy cen energii, może zaburzać zasady konkurencji, komplikuje zasady funkcjonowania sektora elektroenergetyki oraz utrudnia integrację rynków krajowych w kierunku tworzenia rynku europejskiego.

Wdrażanie mechanizmów mocowych jest więc trudne. Napotyka na bariery organizacyjne. Często proponuje się rozwiązania uproszczone. Zasadność ich wprowadzania bywa kwestionowana. W przypadkach krajów Unii Europejskiej dochodzą często problemy związane z koniecznością notyfikacji proponowanych rozwiązań i

długotrwałych wielostronnych negocjacji i uzgodnień. Mimo wielu wysiłków wdrażane rozwiązania krajowe nie są jednolite i ich zakres też jest mocno zróżnicowany. Obok rozwiązań rynkowych pozyskania bezpieczeństwa dostaw mocy wdraża się także rozwiązania nierynkowe.

Mechanizmy mocowe stosowane w Unii Europejskiej

Wdrażanie mechanizmów mocowych w krajach europejskich odbywa się najczęściej w ramach poszerzania lub rozwoju jednotowarowego rynku energii elektrycznej. Modelem wyjściowym do wdrożenia nowych rozwiązań jest rynek jednotowarowy energii, który dość powszechnie ustalił się w krajach europejskich. Jako motywację do wdrożenia mechanizmów rynkowych podaje się najczęściej aspekty bezpieczeństwa energetycznego, zarówno w perspektywie bieżącej jak i długookresowej. Podkreśla się tu zarówno zagadnienia racjonalizacji utrzymywanych mocy wytwórczych, formowanie struktury mocy wytwórczych, jeżeli chodzi o nośniki energii pierwotnej i technologie wytwarzania.

Wpływ mechanizmu mocowego na funkcjonowanie rynku energii jest jednym z najważniejszych kryteriów jego wyboru. Ogólną prawidłowością związaną z wprowadzeniem mechanizmów mocowych jest fakt, że powodują one najczęściej obniżenie średnich poziomów cen na rynkach energii. Mogą jednak zaburzać warunki konkurencji, szczególnie w zakresie dostaw energii w okresach szczytowego zapotrzebowania oraz w przypadku wymiany międzysystemowej. Stosowane mechanizmy można podzielić na oparte na cenie mocy (ang. *price-based*) i oparte na wolumenie (ang. *quantity-based*). Próbę ich klasyfikacji przedstawiono w tabeli 1.

Mechanizmem bazującym na cenie są płatności za moc. W tym modelu handel energią elektryczną odbywa się na rynku dwutowarowym, a producenci energii elektrycznej są dodatkowo wynagradzani za bieżącą gotowość dostawy mocy do systemu. Płatności odbywają się za pośrednictwem niezależnego podmiotu – najczęściej wyłonionego przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP). Oferowana cena za moc wynika z zapotrzebowania strony popytowej i zależy od zaproponowanego rozwiązania wynagradzani są wszyscy wytwórcy oferujący gotowość produkcyjną lub tylko wybrane źródła o charakterze szczytowym albo wskazane technologie wytwarzania. Rozwiązanie jest dość skomplikowane jeżeli chodzi o reguły funkcjonowania rynku. Trudno zachować przy nim równowagę sił rynkowych podmiotów uczestniczących i w związku z tym częste są ingerencje regulatora. Rynek tak zorganizowany często także nie generuje dostatecznie silnych długoterminowych impulsów dla inwestorów.

Mechanizmy bazujące na wolumenie oferowanej mocy mają mniejszy wpływ na bieżące funkcjonowanie rynku energii. Są organizowane jako niezależne od rynku energii rynki zdolności produkcyjnych. W grupie stosowanych mechanizmów rynkowych można wyróżnić trzy rozwiązania: aukcje (scentralizowane rynki mocy), zobowiązania mocowe oraz opcje. W przypadku scentralizowanych

rynków mocy, podmiot kupujący (najczęściej OSP) w oparciu o przyszłe, spodziewane zapotrzebowanie na moc szczytową organizuje okresowe aukcje, w wyniku których ustala cenę płatności za moc i wybiera przyszłych jej dostawców. Wytwórcy, którzy zostaną wybrani w wyniku aukcji otrzymują ustalone płatności za gotowość produkcyjną w okresie objętym aukcją. Gotowość produkcyjną jest kontrolowana w wyniku ustalonych procedur. System płatności w dłuższej perspektywie stabilizuje przychody wytwórców i pozwala generować długoterminowe impulsy dla potencjalnych inwestorów.

System zobowiązań mocowych jest próbą pozyskania przyszłych zdolności produkcyjnych w sposób zdecentralizowany. Aukcje systemowe są zastąpione przez rynek zobowiązań produkcyjnych o różnych okresach trwania (jest więc dostępny dla istniejących i nowych wytwórców). Spółki obrotu mogą w nim pełnić rolę lokalnych pośredników w pozyskaniu zdolności produkcyjnych. Często jest dopuszczalny wtórny obrót zdolnościami wytwórczymi. Na rynku pojawiają się niezależni pośrednicy, zwani najczęściej „dysponentami mocy”. Jedną z form organizacji takiego rynku jest handel tzw. „certyfikatami mocowymi” – w tym przypadku spółki obrotu i odbiorcy są indywidualnie odpowiedzialni za zapewnienie możliwości realizacji swoich pozycji kontraktowych, poprzez konieczność umorzenia odpowiedniej ilości niezależnie zakupionych certyfikatów.

Opcje są rozwiązaniem, polegającym na okresowych przetargach warunkowych, które mają zapewnić stabilność dostawy mocy do systemu w każdych warunkach przyszłego zapotrzebowania. Poza ustaloną i zagwarantowaną ceną mocy pojawia się w tym przypadku premia dla wytwórców za wystawioną opcję. Premia za opcję jest wypłacana niezależnie od rzeczywistego wykorzystania zdolności produkcyjnych, zaś płatność za moc jest wypłacana w przypadkach, gdy źródło rzeczywiście uczestniczy w dostawach do systemu. Aukcje na opcje są realizowane przez OSP bądź regulatora rynku. Płatności za opcje stabilizują przyszłe dochody wytwórców i sprzyjają utrzymaniu gotowości struktury wytwarzania oraz inwestycjom w nowe moce.

Poza mechanizmami skierowanymi do szerokiego grona uczestników rynku, stosowane są też rozwiązania o charakterze ograniczonym skierowane do wąskiego grona aktualnych bądź potencjalnych uczestników rynku. Wśród rozwiązań o zasięgu ograniczonym najczęściej stosowane są: przetargi na nowe moce i rezerwa strategiczna, realizowana jako odpłatna usługa systemowa.

Przetargi na nowe moce są dedykowane dla wybranych, wskazanych technologii wytwarzania energii elektrycznej. Ich celem jest uzyskanie pożądaną, przyszłej struktury wytwarzania, jeżeli chodzi o bilans paliw pierwotnych oraz zdolności do pokrywania szczytowych zapotrzebowań w systemie elektroenergetycznym. Wsparcie dotyczy tylko nowych źródeł, które mają w określonym czasie pojawić się w systemie, a wielkość płatności za moc jest wynikiem przetargu wśród oferentów, którymi są inwestorzy.

Tabela 1. Klasyfikacja mechanizmów mocowych stosowanych w Unii Europejskiej [1, 2]

Oparte na cenie (ang. <i>price-based</i>)	Oparte na wolumenie (ang. <i>quantity-based</i>)				
	Zasięg rynkowy (ang. <i>market wide</i>)			Zasięg ograniczony (ang. <i>targeted</i>)	
Płatność za moc (ang. <i>capacity payment</i>)	Aukcje mocy (ang. <i>capacity auction</i>) Scentralizowany rynek mocy	Zobowiązania mocowe (ang. <i>capacity obligation</i>) zdecentralizowany rynek mocy	Opcje na niezawodność (ang. <i>reliability options</i>)	Przetarg na nowe moce	Rezerwa strategiczna

Przetargi są organizowane okresowo w zależności od zidentyfikowanych potrzeb systemowych. W ich organizacji uczestniczy OSP i bezpośrednio lub pośrednio regulator rynku.

Rezerwa strategiczna jest instrumentem dedykowanych do istniejących źródeł wytwórczych i jej zasadniczym celem jest utrzymanie zdolności produkcyjnej wybranych źródeł, które są najczęściej wycofywane z rynku energii i utrzymywane jako rezerwa zimna. Ich aktywowanie jest przewidywane jedynie w sytuacjach nadzwyczajnych (awarie systemowe, nietypowe warunki klimatyczne, okresowy brak zdolności przesyłowych systemu) lub w dłuższej perspektywie czasowej, w przypadku przyszłego wzrostu zapotrzebowania i jednocześnie niedostatecznego wzrostu mocy w nowych źródłach.

Pozyskanie zdolności produkcyjnych systemu wytwórczego może być zastąpione poprzez okresową redukcję zapotrzebowania odbiorców. Stąd usługi po stronie zapotrzebowania DSR (ang. *Demand Side Response*) lub DSM (ang. *Demand Side Management*) mogą być postrzegane jako uzupełnienie lub zastąpienie ofert wytwórców. Stąd często usługi z tej grupy są wymieniane w grupie mechanizmów mocowych w systemach elektroenergetycznych.

W tabeli 2 zestawiono stosowane mechanizmy mocowe w wybranych krajach europejskich. Wynika z niego, że często w systemach elektroenergetycznych stosowane są jednocześnie różne mechanizmy mocowe, które się wzajemnie uzupełniają.

Wprowadzenie jednego lub kilku mechanizmów mocowych jest wynikiem zidentyfikowania konkretnych potrzeb systemowych. Należy jednak pamiętać, że ich wdrożenie ma bezpośredni lub pośredni wpływ na funkcjonowanie rynku energii. Często identyfikacja tego wpływu jest trudna i w pełni możliwa po ich wdrożeniu. W przypadku wielu mechanizmów funkcjonujących jednocześnie określenie wpływu na rynek energii jest szczególnie trudne. Wdrażanie mechanizmów z różnych grup musi być więc ostrożne. Szczególnie istotne jest kierowanie wsparcia do różnych grup beneficjentów i ograniczenie możliwości korzystania z różnych form płatności za moc przez te same podmioty rynku.

Z tabeli 2 wynika, że najwięcej, bo aż cztery funkcjonujące jednocześnie mechanizmy rynkowe wdrożono tylko w Wielkiej Brytanii i w Polsce. Utrzymywanie funkcjonowania aż tylu mechanizmów mocowych jednocześnie powoduje dodatkowo trudności z wpisaniem się w europejską politykę energetyczną i naraża oba kraje na konieczność częstego usuwania wątpliwości regulatorów europejskich [5, 6].

Tabela 2. Mechanizmy rynkowe stosowane w wybranych krajach Unii Europejskiej [2, 3, 4]

Kraj	Rynek mocy	Rezerwa strategiczna	Rezerwa operacyjna	Przetarg na nowe moce	Usługi DSR/ DSM
Belgia		+		+	
Chorwacja				+	
Dania		+			
Francja	+			+	+
Hiszpania			+		+
Niemcy		+			+
Polska	+	+	+		+
Portugalia			+		+
Szwecja			+		
Wielka Brytania	+	+		+	+
Włochy	+		+		+

Rynek mocy w Polsce

Najpóźniej wdrożonym mechanizmem mocowym w Polsce jest rynek mocy. Został wprowadzony ustawą [7] a pierwsze aukcje odbyły się w ostatnich miesiącach 2018 r. Uzupełnił on trzy funkcjonujące wcześniej mechanizmy mocowe realizowane w ramach regulacyjnych usług systemowych: rezerwę operacyjną, rezerwę strategiczną i usługi DSR.

Polski rynek mocy charakteryzuje się [7, 8]:

- neutralnością technologiczną (jednakowe warunki konkurencji dla wszystkich podmiotów);
- wykluczeniem podmiotów korzystających z innych źródeł wsparcia;
- wykluczeniem jednostek zlokalizowanych poza terytorium kraju (we wstępnym etapie wdrożenia rynku mocy; w przyszłości mogą być dopuszczone podmioty zagraniczne).

Rozwiązania rynku mocy oraz sposób przeprowadzania i rozstrzygania aukcji są wzorowane na wprowadzonym wcześniej brytyjskim rynku mocy. Aukcje są prowadzone w postaci tzw. „aukcji holenderskiej”, w której występuje jednakowa cena zamknięcia dla wszystkich uczestniczących podmiotów, które zostały ostatecznie zakontraktowane. Aukcja rozpoczyna się od wysokiej ceny wywoławczej, która jest stopniowo obniżana. Koszty, które ponosi OSP w związku z funkcjonowaniem rynku mocy są przenoszone na odbiorców końcowych w postaci opłaty mocowej, która stanowi jeden ze składników taryfy na przesył (dystrybucję) energii elektrycznej. Koszt funkcjonowania rynku mocy odbiorcy końcowi postrzegają więc jako zwiększenie opłat za przesył.

Jednostki rynku mocy (uczestnicy) są podzieleni na tzw. cenobiorców (najważniejszą częścią tej grupy są istniejący już w systemie wytwórcy) i tzw. cenotwórców (jednostki nowe i modernizowane oraz jednostki DSR). Kontrakty dla cenobiorców i jednostek DSR zawierane są generalnie na 1 rok. Dla jednostek modernizowanych kontrakty są zawierane na okres do 7 lat (emisyjność poniżej 550 g CO₂/kWh) albo do 5 lat (emisyjność powyżej 550 g CO₂/kWh). Dla jednostek nowych kontrakty są zawierane na okres do 15 lat.

Najważniejszym z punktu widzenia późniejszych płatności parametrem aukcji jest tzw. cena wejścia na rynek nowej jednostki, odzwierciedlająca alternatywny koszt pozyskania mocy przez operatora poprzez budowę jednostki wytwórczej o najniższych operacyjnych i kapitałowych kosztach stałych, z uwzględnieniem potencjalnej marży na sprzedaży energii elektrycznej i świadczeniu usług systemowych. W odniesieniu do tej ceny określana jest cena maksymalna aukcji. Osobno, w oparciu o typowe kapitałowe i operacyjne koszty stałe, wyznaczana jest tzw. cena maksymalna dla cenobiorców.

Na koniec 2018 r. odbyły się w krótkich odstępach czasowych trzy aukcje dotyczące kontraktacji mocy na lata 2021, 2022 i 2023. Sumaryczne moce wynikające z tych aukcji zestawiono w tabeli 3. Zestawienie zawiera również obowiązki mocowe wynikające z zawarcia umów dłuższych niż 1 rok.

Tabela 3. Sumaryczna ilość zakontraktowanych obowiązków mocowych na lata 2021, 2022 i 2023 [MW]

Rok dostawy mocy	Aukcja 2021	Aukcja 2022	Aukcja 2023	Łączna moc
2021	22427	-	-	22427
2022	12459	10580	-	23039
2023	12459	125	10631	23215
>2023	-	-	853	-

Tabela 4. Wielkości ekonomiczne wynikające z zakontraktowanych obowiązków mocowych na lata 2021, 2022 i 2023

	Aukcja 2021	Aukcja 2022	Aukcja 2023
Liczba ofert, które wygrały aukcję	160	120	94
Cena zamknięcia aukcji [zł/(kW rok)]	240,32	198,00	202,99
Sumaryczna wartość kontraktów mocowych zawartych na rok dostaw [mld zł]	5,390	4,562	4,712

W tabeli 4 zestawiono najważniejsze parametry ekonomiczne wynikające z zakończonych aukcji. Warto zwrócić uwagę zarówno na wysoką cenę zamknięcia aukcji jak i stosunkowo wysoki sumaryczny koszt funkcjonowania rynku mocy w Polsce.

Ceny zamknięcia w Polsce okazały się wysokie np. w porównaniu z rynkiem brytyjskim. Bezpośrednie porównanie utrudniają oczywiście różnice w wielkościach systemu elektroenergetycznego, dostępnych technologiach wytwórczych itp., ale cena zamknięcia na rynku brytyjskim dla aukcji obejmującej lata 2020/2021 wyniosła ok. 22,5 £/(kW rok) czyli ok. 110,30 zł/(kW rok). Jest to poziom cen ponad dwukrotnie niższy niż w Polsce (tab. 4).

Analizując aukcję z 2021 r. można zauważyć, że cena maksymalna dla cenobiorcy określona w parametrach aukcji na 193 zł/(kW rok) jest znacząco niższa niż cena zakończenia aukcji, co oznacza sytuację korzystną dla cenobiorców (głównie istniejących jednostek wytwórczych), pozwalającą im na uzyskanie stosunkowo dużych przychodów z rynku mocy. Podobnie było dla aukcji dla lat 2022 i 2023.

Podsumowanie

Mechanizmy rozliczeń mocowych są wprowadzane na wielu rynkach energii elektrycznej. Poza przesłankami ich wprowadzenia, opisanymi w artykule, należy zwrócić uwagę na ewentualne konsekwencje ich wprowadzenia, jakimi mogą być wysokie koszty funkcjonowania i w konsekwencji istotny wpływ na rynek energii.

Rynek mocy w Polsce, jak wynika z przeprowadzonych już aukcji będzie generował stosunkowo wysokie koszty funkcjonowania. Głównymi jego beneficjentami okazały się istniejące źródła wytwórcze, które uzyskają stosunkowo wysokie wsparcie. Kontraktów na nowe moce zawarto stosunkowo mało. Mechanizm rynku mocy może w konsekwencji okazać się sposobem konserwacji istniejącej struktury wytwórczej krajowego systemu elektroenergetycznego, o której wiadomo że wymaga istotnej zmiany dla osiągnięcia celów środowiskowych. Konieczne są istotne modyfikacje struktury wytwarzania,

polegające głównie na zmianie bazy energii pierwotnych. Rozstrzygnięte aukcje słabo zrealizowały ten cel.

Podstawowym uzasadnieniem przy wdrażaniu rynku mocy w Polsce było uzyskanie warunków stabilnego wsparcia i wypracowywania impulsów rozwojowych dla nowych mocy wytwórczych. Na podstawie dotychczasowych doświadczeń trudno stwierdzić, czy cel ten zostanie osiągnięty.

Można oczekiwać, że mechanizmy rynku mocy w Polsce powinny być modyfikowane, tak by w przypadku jego utrzymania, spełnił on założone cele i był wsparciem dla inwestorów w nowe moce.

Warto zauważyć, że cele realizowane obecnie przez rynek mocy można było osiągnąć rozszerzając istniejące wcześniej mechanizmy mocowe takie jak np. rezerwa strategiczna. Pozwala to jeszcze raz stawiać pytanie o celowość wprowadzenia rynku mocy w Polsce, w obecnej formie.

Konsekwencje wdrożenia rynku mocy dla sposobu funkcjonowania i konkurencyjności rynku energii elektrycznej będą możliwe do oceny dopiero w przyszłości w okresie objętym pierwszymi kontraktami na moc (po roku 2021).

Autorzy: dr hab. inż. Paweł Bućko, prof. nadzw. PG, Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Katedra Elektroenergetyki, ul. Narutowicza 11/12, 80-253 Gdańsk, E-mail: pawel.bucko@pg.edu.pl.

LITERATURA

- [1] Midera A., Rynek mocy - projekt rozwiązań funkcjonalnych, Ministerstwo Energii, PSE, Warszawa 2016
- [2] Perspektywy rynku mocy w Polsce, Raport, Deloitte i Energoprojekt-Katowice S.A., Warszawa - Katowice 2017
- [3] Commission Staff Working Document Accompanying the document: Report from the Commission, Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms, {COM(2016) 752}, 2016
- [4] Rączka J., Mechanizmy wynagradzania za moc w UE – wnioski dla Polski, *The Regulatory Assistance Project (RAP)*, 2017
- [5] Porter T., Roberts D., Suspension of the GB capacity market: What's happened, what does it mean and what could happen now?, LCP Insight Clarity Advice, 2019
- [6] European Commission: State Aid SA.44475 (2016/N) - United Kingdom Supplementary Capacity Auction, Brussels, 5.12.2016 C(2016) 7757 Final, 2016
- [7] Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, Dz.U. 2018 poz. 9
- [8] Dąbrowski T., Rynek mocy projekt rozwiązań funkcjonalnych, Ministerstwo Energii, PSE, Warszawa, 2016