

# RYNEK MOCY JAKO NOWY MECHANIZM ROZLICZEŃ W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

Paweł Bućko

**Słowa kluczowe:** rynek mocy, rynek energii elektrycznej, system elektroenergetyczny

**Streszczenie.** W artykule opisano rozliczenia w systemie elektroenergetycznym uzależnione od mocy, związane z gwarancją dostawy energii elektrycznej do systemu. Przedstawiono najważniejsze rynkowe mechanizmy mocowe, skupiając się głównie na rozwiązaniach stosowanych w krajach europejskich. Przedstawiono najważniejsze zasady funkcjonowania rynku mocy w Polsce oraz omówiono wyniki pierwszych aukcji na lata 2021-2023.

## 1. WSTĘP

Wdrażanie rynkowych zasad do sektorów elektroenergetycznych na świecie odbywało się w dość szczególnych warunkach. Większość systemów elektroenergetycznych wkraczało w erę rynkową jako systemy ze znacznymi rezerwami mocy wytwórczych w dużych źródłach scentralizowanych. Oprócz specyficznych uwarunkowań w otoczeniu gospodarczym, postrzegających w mechanizmach rynkowych „panaceum” na wiele problemów ekonomicznych, ważną przesłanką dla wdrożenia mechanizmów rynkowych w energetyce była potrzeba wymuszenia redukcji nadmiernych kosztów stałych w tym sektorze gospodarki. Zmonopolizowane systemy energetyczne, rozwijane poprzez budowę dużych źródeł scentralizowanych, okazały się kapitałochłonne i dążące do nadmiernej rozbudowy majątku trwałego. Efektem postrzeganym powszechnie były duże koszty stałe utrzymania i rozwoju tego majątku, obciążające odbiorców. Wcześniejsze próby rozwiązania problemu poprzez wzmożoną regulację zmonopolizowanego sektora okazały się mało efektywne. Rozwiązania rynkowe, bazujące na liberalizacji i deregulacji sektora okazały się skuteczniejsze i jednym z początkowych efektów ich wdrożenia okazała się redukcja tzw. kosztów osieroconych i w konsekwencji ograniczenie kosztów stałych sektora energii. Efekt ten był możliwy do osiągnięcia w modelu jednotowarowego rynku energii, gdzie większość rozliczeń bazuje na nośniku kosztów jakim jest jednostka energii elektrycznej. O ile zapanowało ogólnie przeświadczenie o sukcesie i celowości wdrożenia rozwiązań rynkowych w sektorach energii, to nie wypracowano jednego wzorcowego modelu rynku energii. Jednocześnie wprowadzano różne modele rynków energii elektrycznej, próbując dostosować zasady do uwarunkowań lokalnych.

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. Na przełomie wieków, po pierwszych doświadczeniach związanych z wdrażaniem rozwiązań rynkowych, zaczęło dominować przekonanie, że najbardziej efektywne są struktury rynku energii elektrycznej zorganizowane w modelu rynku jednotowarowego – rynku energii. Rozliczenia jednotowarowe pozwalają na szeroką konkurencję zróżnicowanych podmiotów i są stosunkowo proste organizacyjnie. Możliwość wykorzystania znanych mechanizmów z rynków towarów masowych, była dodatkową zachętą do organizacji rynku energii elektrycznej jako rynku jednotowarowego. Rynek jednotowarowy sprzyjał łatwemu przenoszeniu w cenie towaru kosztów zmiennych (głównie paliwowych) produkcji energii elektrycznej i poprzez konkurencję podmiotów wymuszał ograniczenie m.in. marży na pokrycie kosztów stałych. Efekt ograniczenia nadmiernych kosztów stałych został w większości systemów osiągnięty. W wielu wcześniej przeinwestowanych systemach, w początkowym okresie wdrożenia rynku obserwowano nawet obniżenie kosztów energii dla odbiorców końcowych.

Proste modele jednotowarowego rynku energii wykazały też swoje ograniczenia, szczególnie w sektorze elektroenergetycznym. Handel energią elektryczną podlega dość licznym ograniczeniom technicznym, z których najważniejsze dotyczą konieczności ciągłego równoważenia produkcji energii elektrycznej z bieżącym zapotrzebowaniem, przy bardzo ograniczonych możliwościach gromadzenia towaru jakim jest energia elektryczna. Powoduje to nie tylko chwilowość i duże zróżnicowanie bieżących cen za energię elektryczną, ale także konieczność zapewnienia ciągłej i bezpiecznej podaży (czyli zdolności produkcyjnej) w różnych horyzontach czasowych. Zdolności zmienności mocy wytwarzanej w elektrowniach podlegają licznym ograniczeniom, jeżeli chodzi o zakres dopuszczalnych zmian obciążenia, szybkość zmiany punktu pracy i konieczność odstawień bądź rozruchów bloków wytwórczych. Kolejne ograniczenia techniczne związane są ze zdolnościami systemów

przesyłowych i zakresem wymiany międzysystemowej. Potrzeba uwzględnienia wielu ograniczeń technicznych i organizacyjnych, wynikających z zastanych struktur funkcjonowania sektorów elektroenergetycznych i praw fizycznych decydujących o sposobie funkcjonowania systemów elektroenergetycznych, doprowadziły do znacznego skomplikowania zasad handlu energią elektryczną i ich zróżnicowania, w zależności od specyficznych uwarunkowań krajowych.

Poza skomplikowaniem zasad funkcjonowania jednotowarowego rynku energii elektrycznej, należy także zauważyć inne jego cechy bezpośrednio przekładające się na możliwości rozwojowe sektorów energetycznych. Jednotowarowe rynki energii sprawnie wypracowują ceny energii w perspektywie krótko- i średniookresowej. Biorąc pod uwagę wysoką kapitałochłonność inwestycji elektroenergetycznych oraz typową, wieloletnią długość cykli inwestycyjnych, funkcjonowanie rynku jednotowarowego może nie generować odpowiednio silnych impulsów rozwojowych. W tym kontekście najczęściej wskazuje się na brak wypracowywania na tak zorganizowanym rynku długookresowych impulsów rozwojowych, dostosowanych do cykli budowy nowych mocy wytwórczych.

Zaczęto zauważać zagrożenie, jakim dla elektroenergetyki może być zbyt duża podatność rynku jednotowarowego na cykle koniunkturalne, których konsekwencjami dla elektroenergetyki byłyby okresowe niedobory mocy dyspozycyjnej w systemie, skutkujące nie tylko znacznym wzrostem cen energii, ale także technicznymi problemami sprawnego prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego. Szczególnym zagrożeniem jest ograniczenie możliwości odtworzeniowych majątku trwałego i niedoboru środków inwestycyjnych, ograniczające długookresowe zdolności modernizacyjne i rozwojowe źródeł wytwórczych. Dlatego różnego rodzaju rozliczenia za gotowość dostarczenia mocy do systemu, proponowano i próbowano wdrażać praktycznie od początku funkcjonowania rynków energii elektrycznej.

Wprowadzenie dodatkowych rozliczeń opartych o nośnik kosztów jakim jest jednostka mocy określa się jako tzw. mechanizmy mocowe [10]. Pozwalają one na przeniesienie na odbiorców poza rozliczeniami odnoszącymi się do energii elektrycznej części, bądź całości kosztów stałych. 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),
- 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 zapewnienia możliwości bezpiecznego pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc w perspektywie średnio- i długookresowej.

Należy zauważyć, że wprowadzenie rozliczeń za moc 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.

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.

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.

Obok rozwiązań rynkowych pozyskania bezpieczeństwa dostaw mocy wdraża się także rozwiązania nierynkowe [10].

## 2. RODZAJE ROZLICZEŃ MOCOWYCH

Uzasadnieniami wdrożenia mechanizmów mocowych są najczęściej aspekty bezpieczeństwa energetycznego, zarówno w perspektywie bieżącej jak i długookresowej. Celem zasadniczym jest formowanie struktury mocy wytwórczych, jeżeli chodzi o nośniki energii pierwotnej i technologii wytwarzania. Mechanizmy mocowe mają wspierać powstawanie nowych mocy pozwalając uzyskać wsparcie inwestycyjne. Podkreśla się tu także zagadnienia racjonalizacji utrzymywania i modernizacji istniejących mocy wytwórczych. Mo-



delem wyjściowym do wdrożenia dodatkowych rozliczeń mocowych jest najczęściej jednotowarowy rynek energii, który dość powszechnie ustalił się w systemach elektroenergetycznych.

Możliwą klasyfikację stosowanych mechanizmów mocowych przedstawiono w tabeli 1. Zasadniczy podział rozróżnia rozliczenia na oparte na cenie mocy (ang. *price-based*) i rozliczenia oparte na wolumenie (ang. *quantity-based*) [10].

Podstawowym mechanizmem bazującym na cenie są płatności za moc w modelu dwutowarowego rynku energii i mocy. W tym modelu producenci energii elektrycznej są dodatkowo wynagradzani za bieżącą gotowość dostawy mocy do systemu. 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 [10].

Mechanizmy bazujące na wolumenie oferowanej mocy mają mniejszy wpływ na bieżące funkcjonowanie rynku energii. Są organizowane jako niezależne 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 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. 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. Spółki obrotu lub inne wyspecjalizowane podmioty mogą w nim pełnić rolę lokalnych pośredników w pozyskaniu zdolności produkcyjnych. Na rynku często funkcjonują niezależni pośrednicy, zwani najczęściej „dysponentami mocy”. Aukcje systemowe są zastąpione przez rynek zobowiązań produkcyjnych o różnych okresach trwania. Często jest dopuszczalny wtórny obrót zdolnościami wytwórczymi. 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 Operatora Systemu Przesyłowego (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.

Tabela 1  
Klasyfikacja mechanizmów mocowych stosowanych w Unii Europejskiej [1, 2, 10]

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>capacityobligation</i> ) zdecentralizowany rynek mocy	Opcje na niezawodność (ang. <i>reliabilityoptions</i> )	Przetarg na nowe moce	Rezerwa strategiczna



Przetargi na nowe moce są dedykowane dla wybranych, wskazanych technologii wytwarzania energii elektrycznej. Ich celem jest uzyskanie pożądanej, 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.

Rezerwa strategiczna jest instrumentem dedykowanym do istniejących źródeł wytwórczych i jej zasadniczym celem jest utrzymanie zdolności produkcyjnej wybranych źródeł, które są 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 przyrostu 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 mechanizmy mocowe stosowane w wybranych krajach europejskich. Często w systemach elektroenergetycznych stosowane są jednocześnie różne mechanizmy mocowe, które się wzajemnie uzupełniają [10]. Wprowadzenie jednego lub kilku mechanizmów mocowych jest wynikiem zidentyfikowania konkretnych potrzeb systemowych. Istotne jest kierowanie wsparcia do wybranych grup beneficjentów i ograniczenie możliwości korzystania z różnych form płatności za moc przez te same podmioty rynku.

Tabela 2  
Mechanizmy rynkowe stosowane w wybranych krajach Unii Europejskiej [2, 3, 4, 10]

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	+		+		+

### 3. WDROŻENIE RYNKU MOCY W POLSCE

Najpóźniej wprowadzonym mechanizmem mocowym w Polsce jest rynek mocy. Został wprowadzony ustawą [7], a pierwsze aukcje odbyły się w ostatnich miesiącach 2018 r. Uzupełnił on i częściowo zastąpił 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. Aukcja rozpoczyna się od wysokiej ceny wywoławczej, która jest stopniowo obniżana.

Jednostki rynku mocy (uczestnicy) są podzieleni na tzw. cenobiorców (najważniejszą częścią tej grupy są istniejący już w systemie wytwórcy) i tzw. cenotwór-



ców (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 CO<sub>2</sub>/kWh) albo do 5 lat (emisyjność powyżej 550 g CO<sub>2</sub>/kWh). Dla jednostek nowych kontrakty są zawierane na okres do 15 lat.

Etapem poprzedzającym wdrożenie rynku mocy była tzw. certyfikacja ogólna. Pierwsza certyfikacja ogólna stanowiła wstępny, obowiązkowy etap kwalifikacji do udziału w rynku mocy i została przeprowadzona wiosną 2018 r. Jej celem było pozyskanie informacji o jednostkach fizycznych (potencjalnych podmiotach rynku mocy) poprzez ich zarejestrowanie. W ramach pierwszej certyfikacji ogólnej w 2018 roku do rejestru wpisano ogółem 1167 jednostek (w tym 1004 jednostki wytwórcze oraz magazyny energii oraz 163 jednostki redukcji zapotrzebowania) [9].

Tabela 3.

Struktura mocy osiągalnej netto jednostek wytwórczych, które uzyskały wpis do rejestru w pierwszej certyfikacji ogólnej, w podziale na wykorzystywane paliwo [9]

Rodzaj paliwa	Jednostki fizyczne wytwórcze istniejące, GW	Jednostki fizyczne wytwórcze planowane, GW
gaz	2,28	4,37
węgiel	26,32	4,02
pozostałe, w tym OZE	7,73	0,51
<b>Razem</b>	<b>36,33</b>	<b>8,90</b>

Łączna moc netto wszystkich zarejestrowanych jednostek wyniosła 47,1 GW z czego 45,2 GW to jednostki wytwórcze, a 1,89 GW to jednostki redukcji zapotrzebowania [9]. W grupie jednostek fizycznych wytwórczych wraz z magazynami energii wpisano do rejestru 885 jednostek istniejących i 119 jednostek planowanych. W tab. 3 przedstawiono strukturę mocy osiągalnej netto jednostek fizycznych wytwórczych, które uzyskały wpis do rejestru, w podziale na wykorzystywane paliwo podstawowe. W grupie istniejących jednostek wytwórczych zdecydowanie dominują jednostki węglowe. Udział źródeł węglowych w grupie jednostek planowanych też jest istotny.

Warto podkreślić, że wbrew wcześniejszym obawom liczną grupą jednostek zgłoszonych do certyfikacji ogólnej były jednostki redukcji zapotrzebowania, których wpisano do rejestru 163, w tym 110 jednostek istniejących i 53 jednostki planowane.

Spośród jednostek istniejących 31,04 GW zadeklarowało chęć udziału w aukcji głównej dla roku dostaw

2021. Dla kolejnych lat było to: 30,41 GW dla roku 2022 oraz 30,16 GW dla roku 2023 [9]. Analogiczne deklaracje dla jednostek planowanych w latach 2021-2023 wyniosły: 6,78 GW dla roku 2021, 6,80 GW dla roku 2022 i 8,85 GW dla roku 2023. Łączna moc jednostek deklarujących chęć udziału w poszczególnych aukcjach głównych na lata 2021-2023 wyniosła odpowiednio: 39,52 GW, 39,00 GW i 40,89 GW [9].

Najważniejszym z punktu widzenia późniejszych płatności parametrem aukcji jest tzw. cena wejścia na rynek nowej jednostki, odzwierciedlająca alternatywny koszt pozyskania mocy przez OSP 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 4. Zestawienie zawiera również obowiązki mocowe wynikające z zawarcia umów dłuższych niż 1 rok [10].

Tabela 4.

Sumaryczna ilość zakontraktowanych obowiązków mocowych w MW na lata 2021, 2022 i 2023 [10]

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 5.

Wielkości ekonomiczne wynikające z zakontraktowanych obowiązków mocowych na lata 2021, 2022 i 2023 [10]

	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 5 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. Trudne jest bezpośrednie porównanie cen mocy uzyskiwanych na rynkach w różnych krajach. Należy oczywiście pamiętać o różnicach w wielkościach systemów elektroenergetycznych, dostępnych technologiach wytwórczych, dostępności usług DSR, warunkach wymiany międzysystemowej itp. Pamiętając o tych uwarunkowaniach można próbować porównać poziomy cen między rynkiem polskim a brytyjskim (realizowanym w zbliżonym modelu organizacyjnym). Cena zamknięcia na rynku brytyjskim dla aukcji obejmującej lata 2020/2021 wyniosła ok. 22,5 £/(kW rok) czyli ok. 110,3 zł/(kW rok). Jest to poziom cen ponad dwukrotnie niższy niż w Polsce w analogicznym okresie (tab. 5).

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. Wsparcie zostało więc skierowane w dużym zakresie do systemowych źródeł węglowych i będzie dla nich instrumentem uzyskiwania stosunkowo wysokich dochodów.

Podane w tab. 5 sumaryczne wartości kontraktów mocowych w kolejnych aukcjach należy traktować jako górne oszacowanie spodziewanych kosztów funkcjonowania rynku mocy. Należy podkreślić, że rozliczenia rynku mocy częściowo zastąpią wcześniejsze mechanizmy mocowe takie jak usługi DSR, czy rezerwa strategiczna, powodując zmniejszenie kosztów wynikających z ich zakupu. Regulamin rynku mocy wyklucza też wsparcie dla jednostek korzystających z innych mechanizmów wsparcia, co może wyeliminować niektórych oferentów. Nawet uwzględniając te aspekty spodziewane koszty funkcjonowania rynku mocy będą wysokie.

Obecnie rynek mocy w Polsce jest na etapie organizacyjnym i sprawne przeprowadzenie pierwszych aukcji postrzegane jest jako sukces. Faktyczne funkcjonowanie płatności pojawi się w przyszłości w okresach objętych aukcjami. Koszty, które ponosi OSP w związku z funkcjonowaniem rynku mocy będą przenoszone na odbiorców końcowych w postaci tzw. opłaty mocowej, która stanowi jeden ze składników taryfy na przesył (dystrybucję) energii elektrycznej. Dopiero przeprowadzenie tej operacji pozwoli ocenić

skuteczność wdrożenia rynku mocy i jego wpływ na funkcjonowanie sektora elektroenergetyki. Wdrożenie opłaty mocowej jako nowej dodatkowej płatności dla odbiorców energii elektrycznej, którą odbiorcy końcowi będą postrzegać jako zwiększenie opłat za przesył, przypada jednak na trudny okres dla sektora energii. Istotny wzrost cen hurtowych energii elektrycznej, obserwowany w ostatnim okresie i działania polityczne odraczające przeniesienie tego wzrostu na odbiorców końcowych spowodowały duży chaos i niepewność dotyczącą przyszłości. Wzrost cen energii w przyszłości wydaje się jednak nieunikniony, a korelacja czasowa tego spodziewanego wzrostu cen energii z wprowadzeniem dodatkowych płatności wynikających z nowej opłaty mocowej będzie trudno akceptowalna dla odbiorców i może spowodować istotne skutki społeczne i ekonomiczne dla gospodarki. Sposób naliczania opłaty mocowej i zakres jej stosowania dla różnych grup odbiorców podlega także dużej niepewności. Najtrudniejszy etap wdrożenia rynku mocy jest jeszcze kwestią przeszłości.

#### 4. PODSUMOWANIE

Model jednotowarowego rynku energii elektrycznej nie jest rozwiązaniem idealnym, co powoduje, że są wprowadzane różne mechanizmy rozliczeń mocowych. Konsekwencją ich wprowadzenia może być istotny wpływ na rynek energii. Problem jest szczególnie istotny w przypadku rynku mocy, który jest mechanizmem dość powszechnym, skierowanym do dużej grupy uczestników. Rynek mocy w Polsce, jak wynika z przeprowadzonych już aukcji, będzie generował stosunkowo wysokie koszty funkcjonowania.

Efektywnie przeniesienie tych kosztów w postaci opłaty mocowej jest wyzwaniem, z którym rynek mocy będzie musiał się zmierzyć już w nieodległej przyszłości.

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 można stwierdzić, że 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. 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.

Nieuniknione modyfikacje polskiego rynku mocy będą wynikać z obowiązujących już regulacji europejskich. Dwie z nich wydają się najbardziej istotne:

- konieczność wykluczenia z mechanizmów rynku mocy źródeł o emisyjności powyżej 550 g CO<sub>2</sub>/kWh spowoduje wyeliminowanie wszystkich istniejących i nowych technologii węglowych, które są obecnie najliczniejszą grupą beneficjentów rozstrzygniętych aukcji;

- konieczność otwarcia rynku mocy na oferentów zagranicznych może podważyć cel jakim było uzyskanie wsparcia dla podmiotów krajowych.

Rynek mocy w obecnej formie jest prawdopodobnie rozwiązaniem przejściowym w tych uwarunkowaniach. Warto zauważyć, że cele realizowane obecnie przez rynek mocy można było w dużej mierze osiągnąć rozszerzając istniejące wcześniej regulacyjne usługi systemowe takie jak np. rezerwa strategiczna czy usługi DSR [10].

## 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
- [9] Kulesa M., *Rynek mocy – pierwsze doświadczenia certyfikacji i aukcji*, Przegląd Elektrotechniczny, nr 10/2019
- [10] Bućko P., *Mechanizmy mocowe na rynkach energii elektrycznej*, Przegląd Elektrotechniczny, nr 10/2019

## CAPACITY MARKET AS NEW MECHANISM OF SETTLEMENTS IN POWER SYSTEM

**Key words:** energy market, ancillary services, power system

**Summary.** The article describes the power-dependent settlements in the power system related to the guarantee of electricity supply to the system. The most important market capacity mechanisms were presented, focusing mainly on solutions used in European countries. The most important rules of the capacity market functioning in Poland were presented and the results of the first auctions for 2021-2023 were discussed.

**Paweł Bućko**, dr hab. inż., prof. PG, pracuje w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego działalność naukowa związana jest z ekonomiką energetyki, ze szczególnym uwzględnieniem problematyki programowania rozwoju systemów energetycznych w uwarunkowaniach rynkowych. Aktywność zawodowa koncentruje się na analizie inwestycyjnej dla źródeł wytwórczych, analizie mechanizmów rynkowych i zasad rozliczeń w dostawie energii. Jest także audytorem energetycznym i zajmuje się problematyką racjonalnego użytkowania energii. e-mail: [pawel.bucko@pg.edu.pl](mailto:pawel.bucko@pg.edu.pl)

