Dziennik Gazeta Prawna 19/01/2018 drukowane przez użytkownika: Olesinski_i_Wspolnicy

FIRMA I PRAWO

Rynek mocy, czyli zapobieganie blackoutom.

Uchwalona 8 grudnia 2017 r. ustawa o rynku mocy zmieni znacząco rynek energii elektrycznej w Polsce. Stanie się on dwutowarowy: towarami mają być nie tylko energia, ale i gotowość do jej dostarczania. Poniżej podstawowe zasady, na jakich będzie funkcjonować nowo wprowadzony rynek mocy

Mateusz Kania
consultant, legal department, Olesiński i Wspólnicy sp. k.

Magdalena Tyrakowska
partner, attorney at law, Olesiński i Wspólnicy sp. k.

1. DLACZEGO RYNEK MOCY?

Rynek mocy ma być wsparciem dla sektora elektroenergetycznego, a w efekcie gwarancją dostaw energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców na najbliższe lata. Wielu przedsiębiorców pamięta bowiem sierpień 2015 r., kiedy to wprowadzono ograniczenia w poborze energii. Spowodowane było to obniżeniem rezerw mocy w sieci elektroenergetycznej, co stwarzało ryzyko tzw. blackoutu, czyli awarii sieci. Tamta sytuacja była m.in. efektem długotrwałych wysokich temperatur oraz niskiego poziomu wód, co bezpośrednio przyczyniło się do kłopotów z chłodzeniem bloków energetycznych, a w konsekwencji – ograniczenia produkcji energii elektrycznej. Na kłopoty nałożyły się niewielkie możliwości importu z zewnątrz. Był to jasny sygnał, że krajowa sieć elektroenergetyczna wymaga zmiany. Należy ponadto zauważyć, że żywotność wielu obecnie funkcjonujących bloków energetycznych zbliża się ku końcowi. Zgodnie z szacunkami Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej, zawartymi w raporcie „Rynek mocy, czyli jak uniknąć blackoutu", do 2025 r. zostanie w Polsce wycofanych ok. 10 GW mocy wytwórczych, co może powodować problemy ze zbilansowaniem systemu elektroenergetycznego. Jednocześnie, z uwagi na względnie niskie ceny energii elektrycznej, budowa nowych bloków jest nieopłacalna bądź balansuje na granicy opłacalności. W konsekwencji w miejsce wygaszanych bloków energetycznych nie będzie powstawało wystarczająco wiele nowych inwestycji. Zamiennikiem wygaszanych bloków energetycznych nie mogą być też w całości źródła energii odnawialnej, ponieważ charakteryzują się one w większości dużym uzależnieniem od warunków pogodowych, co z kolei przekłada się na problem ze stabilnością systemu elektroenergetycznego. Remedium na problemy związane z rentownością nowych inwestycji energetycznych ma być rynek mocy.

2. NA CZYM POLEGA MECHANIZM RYNKU MOCY?

Obecnie rynek energii jest rynkiem jednotowarowym. Oznacza to, że energetyka konwencjonalna (węglowa i gazowa) utrzymuje się w znacznej mierze ze sprzedaży energii. Dzięki wprowadzeniu rynku mocy – równolegle z produkcją i sprzedażą energii – producenci będą wynagradzani za gotowość do dostarczenia jej do systemu elektroenergetycznego. Rynek mocy ma z jednej strony zwiększyć opłacalność budowy nowych bloków energetycznych, z drugiej natomiast zachęcić koncerny energetyczne do modernizacji starych bloków energetycznych.

3. KTO ZA TO ZAPŁACI?

Jak w większości tego typu rozwiązań, koszt utrzymania rynku mocy będzie finalnie spoczywać na wszystkich odbiorcach energii – zarówno gospodarstwach domowych, jak i przedsiębiorcach. Opłaty mocowe doliczane będą do rachunków za energię elektryczną. Ich stawki będą jednak kształtowane osobno dla poszczególnych odbiorców. Dla gospodarstw domowych będzie to stawka miesięczna zależna od rocznego zużycia energii elektrycznej. W przypadku odbiorców komercyjnych – stawka będzie ustalana w stosunku do energii elektrycznej pobranej w wybranych godzinach doby. Opłaty mocowe przypadać będą na godziny szczytu, czyli w czasie największego zapotrzebowania na energię (w szczególności godziny popołudniowe oraz wieczorne). Rozwiązanie to ma zachęcić odbiorców do pobierania energii w czasie mniejszego zapotrzebowania, tak by rozładować obciążenie sieci elektroenergetycznej.

Niestety, na chwilę obecną nie ma możliwości dokładnego wskazania wysokości przyszłych opłat. Zgodnie z uzasadnieniem załączonym do projektu ustawy, roczne koszty utrzymania rynku energii przez gospodarstwa domowe oraz przedsiębiorców przekraczać będą 3 mld zł. Można w związku z tym założyć, że opłaty mocowe będą zauważalnym kosztem energii, w szczególności dla przedsiębiorców.
Niepewność związaną z kosztami rynku mocy budzi również fakt, że na chwilę obecną nie wiadomo, które godziny będą uznane za tzw. godziny szczytowe, co wiązać będzie się ze zwiększeniem opłat. Istnieje ryzyko, że w celu polepszenia sytuacji sektora energetycznego, stawki opłat mocowych ustalone zostaną nieproporcjonalnie do rzeczywistego obciążenia sieci.
Opłaty mocowe mają być pobierane od października 2020 r.

4. ULGI W OPŁACIE MOCOWEJ? TAK, ALE NIE DLA WSZYSTKICH

Ustawodawca przewidział możliwość skorzystania z ulg w opłacie mocowej. Przysługiwać będą one niestety wyłącznie najbardziej energochłonnym przedsiębiorstwom – tzw. odbiorcom przemysłowym. Jednym z warunków skorzystania z ulgi jest bowiem zużycie w roku poprzedzającym przynajmniej 100 GWh energii elektrycznej. Do pozostałych warunków należy wykonywanie określonej w ustawie działalności gospodarczej oraz spełnienie wartości współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej. Tak wysoki wymóg zużycia energii oznacza w praktyce, że z ulgi będą mogły skorzystać wyłącznie największe krajowe podmioty. W efekcie koszty utrzymania rynku mocy najdotkliwiej odczują przedsiębiorstwa z branż energochłonnych, którym niewiele brakuje do spełnienia wymagań uprawniających do ulgi.

5. SZANSA DLA ODBIORCÓW NA DOCHODY Z TYTUŁU REDUKCJI

Naturalnie rynek mocy jest faktycznie systemem wsparcia dla elektrowni konwencjonalnych. Głównymi jego beneficjentami będą więc koncerny energetyczne. Jednakże w nowo utworzonym rynku będzie również miejsce dla małych i średnich przedsiębiorstw. Celem rynku mocy nie jest bowiem wyłącznie zapewnienie mocy wytwórczych. Innym sposobem na zapewnienie stabilności systemu energetycznego jest zmniejszenie zapotrzebowania na energię w kluczowych momentach. W uproszczeniu, odbiorcy mogą być również wynagradzani za zmniejszenie poboru energii w czasie szczytowego poboru energii z sieci – tzw. negawaty (energię niepobraną). Niestety, by otrzymać wynagrodzenie z tego tytułu, nie będzie wystarczające wyciągnięcie wtyczki z kontaktu w odpowiedniej chwili. W opozycji do tradycyjnych źródeł mocy takich jak elektrownie – jednostek wytwórczych, rynek mocy przewiduje miejsce dla jednostek redukcji zapotrzebowania. Usługa częściowego lub całkowitego ograniczenia poboru określana jest jako DSR (ang. Demand Side Response). Forma ograniczenia poboru energii może odbywać się na wiele sposobów, w szczególności poprzez:

- zmniejszenie intensywności poboru energii przez urządzenia wykorzystujące energię elektryczną, na przykład klimatyzację;
- zastąpienie energii pobieranej z sieci własnymi źródłami zasilania, na przykład agregatem prądotwórczym lub magazynem energii;
- zmianę organizacji pracy przez przeniesienie niektórych energochłonnych procesów na inną porę dnia.

Przedsiębiorcy mogą oferować na rynku mocy redukcję zapotrzebowania na energię elektryczną bezpośrednio bądź poprzez tworzenie tzw. agregatów, czyli systemów łączących wielu odbiorców oferujących wspólnie redukcję zapotrzebowania na energię. Warunkiem uczestnictwa w rynku mocy jest minimalna moc osiągalnej redukcji zapotrzebowania, która wynosi 2 MW (zarówno w stosunku do pojedynczych odbiorców, jak i agregatów).Oznacza to, że przedsiębiorcy, którzy samodzielnie nie spełniają wymogu 2 MW redukcji, mogą uczestniczyć w rynku mocy poprzez przystąpienie do agregatów DSR. W przypadku agregatów przewiduje się również górną granicę oferowanej redukcji zapotrzebowania – 50 MW.

6. JAK BĘDZIE WYGLĄDAĆ RYNEK MOCY W PRAKTYCE?

Przedmiotem obrotu na rynku mocy będzie tzw. obowiązek mocowy, czyli zobowiązanie dostawcy mocy do pozostawania w gotowości do dostarczenia mocy elektrycznej (względnie gotowości do ograniczenia w poborze) oraz do dostawy mocy (ograniczenia poboru) w okresie zagrożenia.
Aukcje i rynek wtórny. Rynek mocy będzie dzielić się na rynek pierwotny oraz rynek wtórny. Na rynek pierwotny składać się będą aukcje mocy, w efekcie których zawierane będą umowy mocowe. Pierwsze aukcje rynku mocy mają odbyć się jeszcze w tym roku. Będą one dotyczyć obowiązków mocowych na rok 2021.
Obowiązek mocowy będzie również przedmiotem obrotu na rynku wtórnym, na którym będzie można przenieść obowiązek mocowy na inny podmiot lub rozliczać całość lub część niewykonanego obowiązku mocowego.
Obowiązek certyfikacji. W celu uczestnictwa w rynku mocy należy wpisać jednostkę wytwórczą lub jednostkę redukcji zapotrzebowania do rejestru rynku mocy w procesie certyfikacji ogólnej prowadzonej przez operatora systemu przesyłowego (OSP). Proces certyfikacji ogólnej jest obowiązkowy dla jednostek wytwórczych o mocy 2 MW i większych.
Kolejnym z etapów jest proces certyfikacji do aukcji lub certyfikacji dodatkowej. Następnie ofertę obowiązku mocowego należy zgłosić do aukcji mocy, którą będzie przeprowadzał operator systemu przesyłowego (czyli PSE). Poza procesami certyfikacji oraz aukcji konieczne jest również pozytywne przeprowadzenie testu zdolności redukcji zapotrzebowania.
Samodzielnie albo w grupie, czyli w agregacie DSR. W przypadku uczestnictwa w agregacie DSR podmioty wchodzące w jego skład będą formalnie reprezentowane przez organizatora agregatu. Będzie jednak wymagana ścisła współpraca pomiędzy organizatorem a uczestnikiem agregatu. Praktyczna strona uczestnictwa w agregacie, jak na przykład sposób implementacji rozwiązań, sposoby redukcji zapotrzebowania i komunikacja mogą różnić się w zależności od organizatora agregatu. W przypadku uczestnictwa w agregacie podział wynagrodzenia za redukcję zapotrzebowania zależny będzie od umowy pomiędzy uczestnikiem a organizatorem agregatu. Usługi DSR wydają się ciekawą perspektywą dla przedsiębiorców, ponieważ najczęściej idą one w parze z optymalizacją zużycia energii elektrycznej. Za sprawą utworzenia rynku mocy prognozowany jest wzrost rynku tego typy usług.

7. W OCZEKIWANIU NA KOMISJĘ EUROPEJSKĄ

W związku z faktem, że zarówno system wynagradzania za wykonanie obowiązku mocowego, jak i ulgi w opłacie mocowej dla odbiorców przemysłowych mogą być uznane za pomoc państwa, są one wstrzymane do czasu wydania przez Komisję Europejską decyzji o zgodność pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym Unii Europejskiej bądź stwierdzającej, że środki te nie stanowią pomocy publicznej.

8. SKUTKI I KONSEKWENCJE

Wprowadzenie w Polsce rynku mocy bez dwóch zdań wpłynie na podwyższenie rachunków za energię.
Od przyszłych ustaleń zależy natomiast, czy koszty utrzymania rynku będą proporcjonalnie rozłożone na gospodarstwa domowe i przedsiębiorców, jednakże można spodziewać się w tym zakresie ochrony konsumentów. Niepewność wprowadza również to, że nieznana jest dokładna liczba godzin, w których przedsiębiorcy płacić będą opłaty mocowe.
Zaletą płynącą z rynku mocy (z punktu widzenia państwa) jest w szczególności zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Wsparcie nowych inwestycji energetycznych oraz redukcja obciążenia sieci elektroenergetycznej za pomocą DSR z pewnością oddalą ryzyko powtórki wprowadzenia ograniczeń w poborze energii z sierpnia 2015 r.
Do korzyści z punktu widzenia przedsiębiorców należy natomiast zaliczyć możliwość uczestnictwa w rynku energii w ramach DSR. Przewiduje się, że w wielu wypadkach odpowiednie rozłożenie obciążenia sieci energetycznej może również pozytywnie wpłynąć na wysokość rachunków za energię. ©℗

1.19.18 9:19

Dziennik Gazeta Prawna 19/01/2018 drukowane przez użytkownika: Olesinski_i_Wspolnicy

Kto zyska, a kto zapłaci więcej

Rynek mocy ma zachęcić koncerny energetyczne do modernizacji starych bloków energetycznych. Producenci będą wynagradzani za gotowość do dostarczenia dodatkowych mocy do systemu elektroenergetycznego. Środki na to operator sieci pozyska z opłaty mocowej doliczanej do rachunków odbiorców

Przedsiębiorcy

Uiszczać będą opłatę mocową, która będzie obliczana jako iloczyn stawki i wolumenu pobranej energii. Stawka opłaty różni się w zależności od godziny poboru energii (wyższe stawki w godzinach szczytu).

Gospodarstwa domowe

Uiszczać będą miesięczną stałą opłatę mocową uzależnioną od wielkości zużycia energii elektrycznej.

Odbiorcy przemysłowi zużywający co najmniej 100 GWh energii rocznie

Opłata mocowa obliczana będzie jako iloczyn stawki i wolumenu pobranej energii. Stawka opłaty różni się w zależności od godziny poboru energii (wyższe stawki w godzinach szczytu). Istnieje jednak możliwość skorzystania z ulgi dla niektórych rodzajów produkcji.

Producent energii elektrycznej

Otrzyma wynagrodzenie za gotowość wytworzenia dodatkowej energii oraz dostawę w okresach zagrożenia (wysokości wynagrodzenia zostaną ustalone podczas aukcji).

Odbiorca końcowy deklarujący zdolność redukcji **

Otrzyma wynagrodzenie za ograniczenie poboru energii w okresie zagrożenia (o jego wysokości zdecyduje wynik aukcji; w przypadku uczestniczących w agregacie – podział wynagrodzenia za redukcję zapotrzebowania zależny będzie od umowy pomiędzy uczestnikiem a organizatorem).

Proces wdrożenia rynku mocy

18 I 2018 R.	wejście w życie ustawy o rynku mocy
19 I 2018 R.	rozpoczną się konsultacje społeczne projektów regulaminów rynku mocy
3 IV 2018 R.	tego dnia PSE rozpoczną przyjmowanie zgłoszeń i proces certyfikacji podmiotów zainteresowanych udziałem w aukcjach mocy, w tym odbiorców końcowych oraz agregatorów gromadzących wokół siebie odbiorców końcowych, którzy deklarują możliwości redukcji zapotrzebowania na moc
15 XI 2018 R.	aukcja na rok 2021
5 XII 2018 R.	aukcja na rok 2022
21 XII 2018 R.	aukcja na rok 2023
X 2020 R.	od tego miesiąca naliczane będą opłaty mocowe dla odbiorców
2021 R.	pierwszy rok dostaw

2MW **TO MINIMALNA WYMAGANA MOC** DEKLAROWANEJ REDUKCJI PRZEZ AGREGATORA DSR STARTUJĄCEGO W AUKCJI (MAKSYMALNIE 50 MW)

Koszty systemu

26,9 mld zł NA TYLE RZĄD OSZACOWAŁ KOSZTY RYNKU MOCY W CIĄGU 10 LAT OD WEJŚCIA W ŻYCIE ZMIAN

2,1 mld zł TO ŁĄCZNE KOSZTY DLA ODBIORCÓW PRZEMYSŁOWYCH

15,0 mld zł KOSZTY DLA SEKTORA MIKRO-, MAŁYCH, ŚREDNICH ORAZ DUŻYCH PRZEDSIĘBIORSTW NIEBĘDĄCYCH ODBIORCAMI PRZEMYSŁOWYMI

7,0 mld zł ŁĄCZNE KOSZTY DLA GOSPODARSTW DOMOWYCH

* operatorem będą Polskie Sieci Elektroenergetyczne ** bezpośrednio lub poprzez uczestnictwo w agregacie DSR Źródło: Kancelaria Olesiński i Wspólnicy, PSE, ME ŁR

1.19.18 9:19