

Dariusz Kotlewski

Rynek mocy a rynek energii

Niedawno podjęto w Polsce, za zgodą Komisji Europejskiej [EC, C(2018) 601 final], próbę zaimplementowania dwutowarowego rynku energetycznego, składającego się z rynku energii elektrycznej oraz rynku mocy [Dz.U., 2018]. Wprowadzenie takiego dwutowarowego rynku energetycznego niesie ze sobą pewne potencjalne korzyści dla rachunkowości wzrostu gospodarczego. Jednocześnie jednak może powodować pewne asymetrie w relacjach z zagranicą, szczególnie w sytuacji, gdy sąsiadujące kraje takiego rynku nie wprowadzają i w najbliższym czasie wprowadzać nie zamierzają, co może być pewnym wyzwaniem dla regulatora.

Rynek energii, w szczególności rynek energii elektrycznej, można uznawać nadal jako zjawisko nowe, choć już całkiem nowym nie jest. W Europie, pierwsze istotne inicjatywy związane z wprowadzeniem rozwiązań rynkowych do sektora energetycznego, a szczególnie do tych jego części, które do niedawna uznawano za monopol naturalny, podjęto w Wielkiej Brytanii, na fali neoliberalnego trendu w myśli ekonomicznej. Trendu, który został przyjęty przez wielu decydentów w polityce gospodarczej wielu krajów, począwszy od lat 80. XX wieku. Podsektorem, którego te działania dotyczyły, w najistotniejszym zakresie jest elektroenergetyka, gdyż

to właśnie w niej ujawniają się najbardziej pewne właściwości, które skłaniają do traktowania jej jako monopolu naturalnego. Właściwości te były powodem przyjęcia wcześniej rozwiązania polegającego na zarządzaniu przez państwo tym podsektorem w większości gospodarek świata, a więc nie tylko w ówczesnych krajach socjalistycznych.

W latach 90. XX wieku, te neoliberalne rozwiązania rynkowe zastosowane w Wielkiej Brytanii w sektorze energetycznym, a szczególnie elektroenergetycznym oraz ostateczna prywatyzacja tego podsektora w 1990 r., zaczęto na świecie postrzegać jako sukces gospodarczy tego kraju. Pomimo wielu kontrowersji, spowodowało to upowszechnianie się takich rozwiązań także w innych krajach europejskich. Dotyczyło to szczególnie państw postsojalistycznych przechodzących transformację gospodarczą – już w pierwszej połowie lat 90. ubiegłego wieku zaczęły one implementować te nowe wówczas rozwiązania, szczególnie w podsektorze elektroenergetycznym. Rozwiązania te, pomimo pewnej ewolucji, utrzymały się co do swojej istoty do obecnych czasów. W innych regionach świata zrealizowano również wiele programów liberalizacji energetyki i podsektora elektroenergetycznego.

Zatem rynek energii, w tym szczególnie rynek energii elektrycznej, nie jest zjawiskiem całkiem nowym w obecnych czasach, choć nadal stwarza takie wraże-

nie. Jest to spowodowane tym, że jawi się on często jako wynik procesu nie całkiem dokończonego, czyli także jako zagadnienie nadal wzbudzające kontrowersje. Rynek ten podlegał częstym korektom, niekiedy wręcz uwsteczniającym proces liberalizacji. Zasadniczo, dość konsekwentnie zachowano jednak podstawową ideę tego procesu, polegającą na wprowadzeniu mechanizmów rynkowych do podsektorów energetycznych.

Działaniom podejmowanym na poziomie indywidualnych gospodarek narodowych towarzyszyła także koordynacja w skali międzynarodowej, realizowana w związku ze wzrostem znaczenia międzynarodowych elektroenergetycznych sieci przesyłowych [Kotlewski, 2015]. W tych nowych okolicznościach, międzynarodowa konkurencyjność ekonomiczna wytwarzania energii elektrycznej nabrała znaczenia w stosunku do wcześniejszych czasów, w których wytwarzanie energii elektrycznej nie było wystawione na konkurencję zagraniczną.

Na poziomie Unii Europejskiej zaproponowano pewne standardy związane z kształtowaniem rynku energii, w tym szczególnie rynku energii elektrycznej, gdyż można powiedzieć, że pojawiły się przesłanki na rzecz przyjęcia pewnych uniwersalnych rozwiązań, modelowanych głównie na giełdach energii, takich jak Nord Pool (wspólna giełda energii dla krajów skandynawskich) oraz na brytyjskim rynku energii. Nie wdając się w szczegóły, są to rynki typu *spot*, który w Polsce, na Towarowej Giełdzie Energii, jest nazywany Rynkiem Dnia Następnego (RDN) oraz Rynkiem Dnia Bieżącego (RDB). Te dwa rynki, które służą kształtowaniu ceny energii elektrycznej, są zwykle uzupełnione rynkiem terminowym oraz rynkiem bilansującym, stabilizującym rynki RDN i RDB. Możliwe są również transakcje pozagiełdowe, które dzięki giełdzie energii nabrały racjonalnego charakteru w sensie ekonomicznym, dzięki cenie wyznaczanej

przez rynek giełdowy. Złożoność i specyfika szczególnie rynku energii elektrycznej, konieczność zapewnienia stabilności systemu oraz bezpieczeństwa energetycznego oznaczają konieczność powołania regulatora (w Polsce jest to Urząd Regulacji Energetyki), którego zadaniem jest nadzór nad systemem i korekta nieprawidłowości w funkcjonowaniu rynków energetycznych, w tym zwłaszcza rynku energii elektrycznej.

Ponieważ rynek energii, a szczególnie rynek energii elektrycznej, jawi się jako niedokończony i jest ciągle reformowany, istnieje przestrzeń dla nowych opracowań i publikacji, które aktualizują obecny stan wiedzy o tym rynku. Także publikacja książki pod tytułem *Funkcjonowanie polskiego rynku energii*, autorstwa Doroty Niedziółki [Niedziółka, 2018], ma swoje niepodważalne uzasadnienie, jako publikacja zdecydowanie potrzebna, pomimo napisanej wcześniej przez tę autorkę książki pod tytułem *Rynek energii w Polsce* [Niedziółka, 2010]. Książka ta dostarcza wielu bardzo cennych informacji o rynku energii w Polsce, przy czym na tle innych, korzystnie wyróżnia się rozdział poświęcony rynkowi energii elektrycznej. Ma to zapewne związek z zainteresowaniami badawczymi autorki, które skupiają się właśnie wokół tego zagadnienia. Oprócz bowiem zagadnień ogólnych, związanych ze wspomnianymi rozwiązaniami uniwersalnymi, w rozdziale tym zaprezentowane są cechy specyficzne polskiego rynku energii elektrycznej, związane z przyjętymi uregulowaniami, a także wynikające z geografii polskiego sektora elektroenergetycznego, czyli stanu i rozmieszczenia obiektów służących wytwarzaniu energii elektrycznej oraz obiektów służących do jej przesyłu.

Dalsze rozważania w niniejszym artykule odnosić się będą jednak tylko do funkcjonowaniu podsektora elektroenergetycznego, a właściwie tylko do pew-

nego szczególnego zagadnienia, jakim jest zapewnienie dostaw na pokrycie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz adekwatności rozwiązania polegającego na utworzeniu rynku mocy w warunkach polskich, które zostało w zasadzie całkowicie pominięte przez Dorotę Niedziółkę (być może słusznie z uwagi na charakter książki oraz przyjęty w niej zakres tematyczny). Dalej zostanie przeprowadzona właśnie dyskusja na ten temat.

Niestabilności rynku energii elektrycznej i słabość sygnałów cenowych

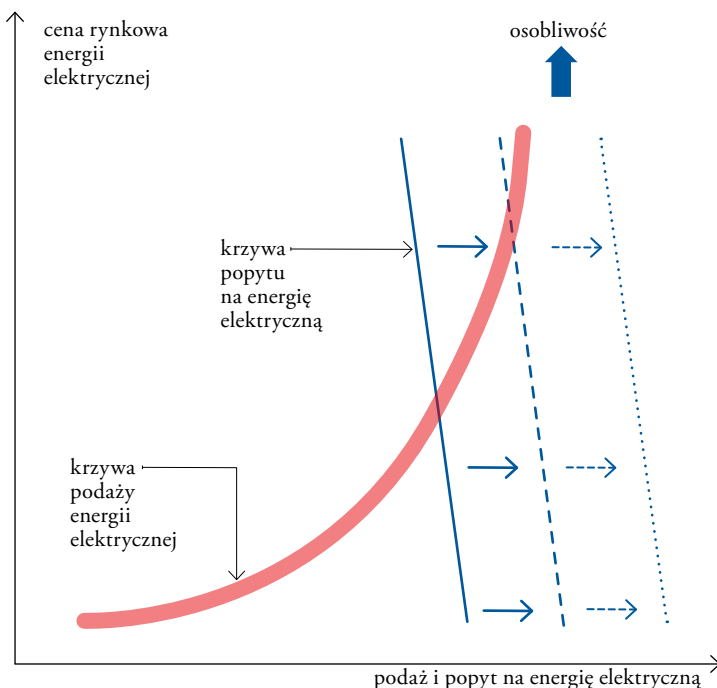
Do znanych problemów rynku energii elektrycznej należy zaliczyć możliwość występowania na nim bardzo dużej niestabilności cen – tak wielkiej, że w praktyce wyklucza to możliwość jego sprawnego funkcjonowania w niektórych warunkach [Szablewski, 2012]. W okresie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną, w skali roku mogą występować niezwykle duże i bardzo szybkie wzrosty cen na giełdach energii elektrycznej, przy czym przyrosty te mają charakterystykę podobną do procesów, którymi rządzi tak zwany chaos deterministyczny [Kotlewski, 2015]. Oznacza to, że skala i czas trwania tych przyrostów są z reguły nieprzewidywalne, choć wiadomo mniej więcej, w jakich warunkach mogą one wystąpić. Te warunki to brak dostatecznych rezerw mocy wytwórczych w systemie elektroenergetycznym, przy jednoczesnym szczególnie wysokim zapotrzebowaniu na energię elektryczną, czyli zwykle w okresie kilku dni największego zapotrzebowania na energię elektryczną w roku. Taka reakcja rynku jest de facto sygnałem o zagrożeniu *blackoutem*, czyli ewentualnością niezapowiedzianego wstrzymania dostaw.

Ekonomiści interpretują tę sytuację jako wynikającą z niskiej elastyczności podaży, na którą dodatkowo nakłada się

niska elastyczność popytu. Krzywa podaży dla energii elektrycznej, gdy zaprezentowana zostanie na wykresie w całości, w momencie zbliżania się systemu elektroenergetycznego do granicznej zdolności wytwarzania, gwałtownie zakręca do góry wraz ze wzrostem chwilowego zapotrzebowania na energię elektryczną i staje się bardzo stroma. Jest tak dlatego, że energii elektrycznej nie można produkować „na skład”, tj. zasadniczo nie można produkować energii elektrycznej w dużych ilościach w okresie mniejszego zapotrzebowania i trzymać ją w rezerwie w celu wykorzystania w okresie zwiększonego zapotrzebowania, jak to jest w przypadku wielu innych, tak zwanych dóbr normalnych. Te uwarunkowania są wzmocnione okolicznością, że obiekty wytwórcze energii elektrycznej to zwykle wielkoskalowe kapitałochłonne obiekty, których nie można powołać do życia natychmiast. Jednocześnie, po stronie popytu również mało elastycznego, ze względu na niezbędną energię elektryczną, ignorującą w znacznym stopniu jej cenę, występuje zjawisko stopniowego przesuwania się krzywej popytu na wykresie w prawą stronę wraz z ewolucyjnie zgłaszanym wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną przez gospodarke i społeczeństwo. W rezultacie, po pewnym czasie, przecięcie się krzywych podaży i popytu, jak to zaprezentowano na rysunku 1, migruje w chwilach szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną coraz wyżej, coraz bardziej gwałtownie i nieprzewidywalnie, co ma charakter osobliwości, gdyż cena tak teoretycznie określona może nawet osiągać w pewnym momencie wartości nieskończone.

Od wspomnianej wyżej ogólnej zasady, że energii elektrycznej nie można produkować na zapas, są pewne wyjątki, gdyż można stosować różnego rodzaju akumulatory energii elektrycznej, ale są one relatywnie bardzo drogie. Z tego względu,

Rysunek 1 Mechanizm powstawania osobliwości na rynku energii elektrycznej



Uwaga: krzywe popytu też są krzywymi, choć o znacznie mniejszym wygięciu, dlatego może zachodzić matematyczna osobliwość.

Źródło: opracowanie własne.

w praktyce istnieje konieczność utrzymania w sieci elektroenergetycznej dużych rezerw mocy wytwórczych, które wykorzystywane są do produkcji energii elektrycznej tylko przez krótki okres zwiększonego zapotrzebowania szczytowego, to jest w szczytach dobowych i rocznych. Ze względu na mały stopień wykorzystania tych mocy, energia elektryczna wyprodukowana w tych mocach rezerwowych jest zwykle znacznie droższa. Do produkcji energii elektrycznej na pokrycie szczytowego zapotrzebowania zwykle wykorzystywane są także inne technologie wytwarzania energii elektrycznej. Praktyka wykazała, że do tego celu najlepiej nadają się elektrownie wodne i gazowe. Te pierwsze dlatego, że mogą, w większym lub mniejszym stopniu w zależności od indywidualnego obiektu hydroenergetycznego i jego specyficznej lokalizacji, gromadzić wodę w okresie mniejszego zapotrzebowania na energię elektryczną, aby ją wykorzystać w okresie zwiększonego zapotrzebowania (dodatkowa moc

turbin wodnych nie decyduje w sposób istotny o kosztach hydroelektrowni, tylko koszty stałe związane z budową takiego obiektu). Te drugie dlatego, że charakterystyczne dla szczytowych elektrowni gazowych niskie koszty inwestycyjne i wynikające głównie z tego faktu niskie koszty stałe, nie powodują zbyt dużego wzrostu jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w warunkach występowania krótkich okresów pracy [m.in. Kotlewski, 2015]. W pewnym zakresie i w niektórych krajach, stosowane są też do tego celu duże stacjonarne silniki wysokoprężne, pracujące zasadniczo na oleju napędowym. Jednak nawet selekcja odpowiednich technologii wytwarzania energii elektrycznej na pokrycie szczytowego zapotrzebowania nie zmienia faktu, że jest to energia znacznie droższa jednostkowo w produkcji niż energia elektryczna produkowana w tak zwanej podstawie obciążenia, czyli całodobowo (24 godziny), a także całodziennie (około 16 godzin na dobę).

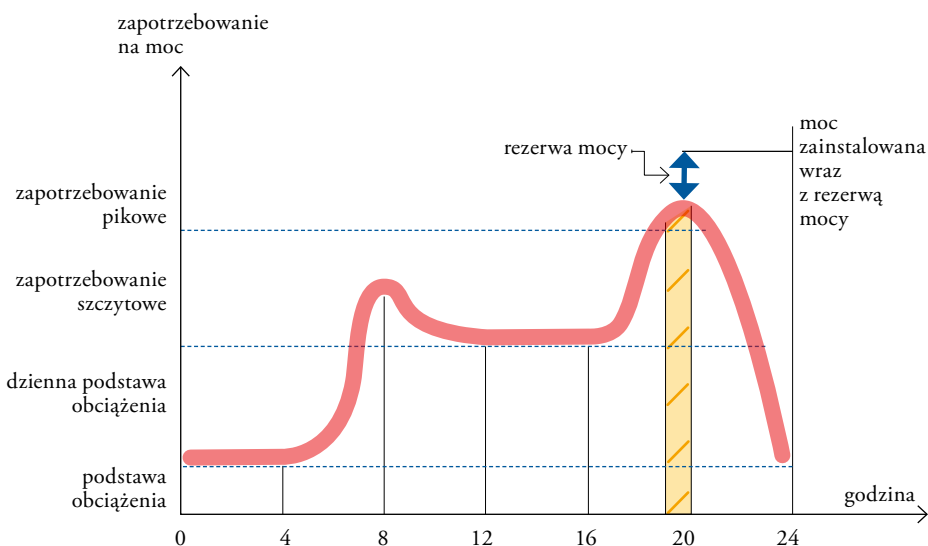
Aby powołać do życia wspomniane wyżej szczytowe moce wytwórcze energii elektrycznej w warunkach rynkowych, potrzebne są odpowiednie sygnały cenowe, które przejawiałyby się w sposób stały i przewidywalny, mobilizując potencjalnych inwestorów. Te sygnały cenowe nie powinny przejawiać się w sposób chaotyczny i nieprzewidywalny w momencie, gdy tych mocy brakuje i szkód z tego wynikających nie da się w danej chwili odwrócić, czyli w sytuacji zagrożenia *blackoutami*, niezwykle kosztownymi dla gospodarki i uciążliwymi dla społeczeństwa.

Tymczasem, na rynku energii elektrycznej, na którym energia jest rozliczana godzinowo, te sygnały są bardzo silnie osłabione, gdyż energia szczytowa w takich warunkach nie jest sprzedawana w sposób oddzielny końcowemu odbiorcy, nawet jeśli ten wyposażony jest w inteligentne liczniki rozliczające pobraną energię elektryczną po różnej cenie, w zależności od godziny jej poboru. Na przykład, w szczycie wieczornym, czyli najwyższym szczycie dobowym, odbiorca energii elektrycznej, rozliczany godzinowo, płaci jednocześnie za energię elektryczną wyprodukowaną w podstawie obciążenia, to jest całodobowo, za energię elektryczną wyprodukowaną w dziennej podstawie

obciążenia, to jest przez około 16 godzin, za energię elektryczną w szerokim szczycie, to jest na pokrycie zwiększonego zapotrzebowania przez około 6 godzin na dobę oraz za energię elektryczną w zapotrzebowaniu ściśle szczytowym (zwanym niekiedy pikowym), to jest przez około pół do półtorej godziny dziennie. Tę sytuację zaprezentowano na rysunku 2.

Choć zróżnicowanie to w niektórych warunkach, przede wszystkim dla dużych krajów i ugrupowań integracyjnych, szczególnie rozciągniętych równoleżnikowo (gdyż na tak dużych obszarach występują przesuwające się szczyty wieczorne i poranne związane z obrotem Ziemi wokół własnej osi, co prowadzi do powstawania jedynie pojedynczego szczytu dziennego o bardzo obłym kształcie na wykresie pokazującym chwilowe zużycie energii elektrycznej), może się ograniczać jedynie do dwóch kategorii, czyli tylko do energii elektrycznej produkowanej w podstawie obciążenia i do energii elektrycznej na pokrycie zmiennego okresowo zapotrzebowania (w tym szczytowego), to przepaść pomiędzy największym a najmniejszym zapotrzebowaniem dobowym zwykle pozostaje znaczna. Ten drugi rodzaj, czyli energię elektryczną na pokrycie okresowo zmiennego zapotrzebowania,

Rysunek 2 **Produktywne zróżnicowanie energii elektrycznej**



można jednak zróżnicować gradientowo.

Jest to zróżnicowanie produktowe (są to jakby inne produkty), gdyż wytwarzane są przy zastosowaniu innych technologii – dla energii elektrycznej wytwarzanej w podstawie obciążenia technologiami, które mają przewagę ekonomiczną, są zwykle technologie bazujące na energii jądrowej lub na węglu, zaś dla energii elektrycznej wytwarzanej na pokrycie szczytowego zapotrzebowania technologiami takimi są wspomniane wyżej hydroelektrownie i elektrownie gazowe. Oczywiście, na ten ogólny schemat nakłada się specyficzna sytuacja indywidualnego kraju, z punktu widzenia jego uprzywilejowanego dostępu do określonych źródeł energii pierwotnej. Na przykład, kraj o bardzo obfitych zasobach gazu ziemnego może bazować tylko na tym surowcu przy produkcji energii elektrycznej obu rodzajów, choć i w tym przypadku budowa gazowych elektrowni szczytowych różni się od tych pracujących w podstawie obciążenia, a nawet zróżnicowanie to może obejmować kilka rodzajów i sposobów wytwarzania w zależności od czasu pracy na dobę.

Występuje zatem sytuacja sprzedaży związanej, w której odbiorca energii elektrycznej w danej godzinie dostaw płaci jedną stawkę za pewną mieszankę różnych rodzajów energii elektrycznej, wyprodukowanej najczęściej w innych technologiach wytwarzania [Kotlewski, 2015]. Oczywiście, cena godzinowa tej energii w okresie szczytowego zapotrzebowania jest większa od ceny energii poza szczytem (w zasadzie jest średnią ważoną teoretycznych cen poszczególnych komponentów produktowych), ale z uwagi na efekt sprzedaży związanej jest ona niedostatecznie wysoka, aby wygenerować odpowiednie sygnały cenowe dla potencjalnego inwestora, głównie w szczytowej mocy wytwórczej energii elektrycznej.

W rezultacie, gdy szczyty dobowe są ponadprzeciętnie wysokie, gdyż są jednocześnie szczytami rocznymi, w okresach

szczególnie zwiększonego zapotrzebowania (na co może mieć wpływ na przykład szczególnie ostra zima zwiększająca pobór energii elektrycznej przez instalacje grzewcze lub szczególnie upalne lato zwiększające pobór energii elektrycznej przez klimatyzatory), może wystąpić sytuacja wspomnianej wyżej osobliwości matematycznej (wykres 1), która generuje zachowania rynku energii elektrycznej mające cechę chaosu deterministycznego. Oczywiście, regulator rynku energii elektrycznej zapobiega tej sytuacji, ustanawiając w porozumieniu z operatorami systemów elektroenergetycznych mechanizm kolejnego wyłączenia niektórych poborów, aby nie dopuścić do *blackoutów*, ale jest to kosztowne dla gospodarki. Poza tym, problem narasta w kolejnych latach, gdyż ewolucyjnie rośnie zapotrzebowanie na energię elektryczną, któremu nie towarzyszy rozbudowa elektroenergetycznych mocy wytwórczych.

Aby problem niedostatecznie silnego sygnału cenowego dla potencjalnego inwestora, głównie w nowe moce szczytowe, był teoretycznie skutecznie rozwiązany, należałoby energię elektryczną, wytwarzaną na pokrycie zapotrzebowania szczytowego na energię elektryczną, sprzedawać oddzielnie i po innych cenach niż energię elektryczną w podstawie obciążenia, także w tej samej godzinie dostawy. Okazuje się, że konstrukcja rachunków za energię elektryczną, już i tak często nieprzejrzysta dla końcowego indywidualnego odbiorcy, nie obejmuje tego zróżnicowania (a nawet zwykłego zróżnicowania godzinowego, do czego potrzebne są wspomniane wyżej inteligentne liczniki).

Koncepcja rynku mocy a rachunkowość wzrostu gospodarczego

Problem sprzedaży związanej występujący w sektorze elektroenergetycznym, teoretycznie można by złagodzić dzięki rozdzieleniu pojedynczego rynku energii

elektrycznej na odrębne rynki dla odrębnych produktów, czyli odrębnych rodzajów energii elektrycznej, ale można także zastosować dalej idące rozwiązanie.

W Wielkiej Brytanii, w 2014 r. implementowano tak zwany rynek mocy (oprócz rynku tylko energii elektrycznej RTEE), który jako pierwszy został zatwierdzony przez Komisję Europejską, co czyni ten kraj liderem i wzorcem, który jest w dużym stopniu naśladowany także w Polsce [Baker, Bayer, Rączka, 2015]. Polega on na tym, że odbiorca energii elektrycznej płaci nie tylko za pobraną energię elektryczną, ale także za utrzymanie odpowiedniego poziomu dostępnej dla niego mocy maksymalnej. Rozdzielenie to jest głębsze niż tylko produktowe rozdzielanie dostarczanej energii elektrycznej na różne jej rodzaje, gdyż jest nie tylko wydzieleniem odrębnych podproduktów, czyli de facto odrębnych produktów w sensie ekonomicznym, lecz rozdzieleniem czynników produkcji, które biorą udział w wytwarzaniu tych produktów. Opłata za samą energię elektryczną w tych warunkach powinna być mniejsza, ponieważ związana jest w idealnym przypadku (o czym dalej) tylko z kosztami zmiennymi w koszyku kosztów wytwarzania energii elektrycznej, czyli kosztami związanymi głównie z czynnikiem surowcowym. Czynnikiem surowcowym to zasadniczy komponent szerzej ujmowanego teoretycznie czynnika, jakim w teorii ekonomii jest czynnik „ziemia”. Z kolei opłata za dostępną moc, powinna być związana w idealnym przypadku (o czym dalej) zasadniczo z czynnikiem „kapitał”.

Teoretycznie, jeśli uznać, że produkty od strony podażowej (to jest nie w percepcji konsumenta, czyli nie od strony popytowej) różnią się między sobą jedynie kompozycją zastosowanych czynników produkcji i chodzi jedynie o ich subtelniejsze rozdzielanie, nawet dalej idące od dychotomicznego podziału na czynnik „praca” i „kapitał” oraz uwzględniają-

ce czynnik „ziemia”, także odpowiednio rozdzielony, to rozwiązanie to można by, w synergii konceptualnej z neoklasycznymi koncepcjami ekonomicznymi (na przykład z dekompozycjami bazującymi na funkcji produkcji Cobb-Douglasa) uznać za zbliżone do doskonałego. W czynniku „ziemia” można teoretycznie także uwzględnić aspekt specyficznej lokalizacji elektrowni, co ma decydujące znaczenie na przykład dla obiektów hydroenergetycznych, solarnych i wiatrowych, ale jest również nie bez znaczenia dla obiektów ciepłych służących do wytwarzania energii elektrycznej. Tworzy to nawet pomosty konceptualne do teorii lokalizacji, a nawet szeroko rozumianej regionalistyki. W idealnym przypadku, istnienie odpowiednio skonstruowanego rynku mocy powinno umożliwić spójne traktowanie elektroenergetyki z pozostałą gospodarką w neoklasycznej rachunkowości wzrostu gospodarczego, przynajmniej w dłuższym horyzoncie czasu. Jeżeli doszłoby do syntezy tej neoklasycznej rachunkowości z neoczynnikowymi teoriami handlu międzynarodowego H-O-V (Heckschera-Ohlina-Vanka), będącej rozwinięciem klasycznej teorii obfitości zasobów H-O-S (Heckschera-Ohlina-Samuelsona), wówczas rachunkowość ta objęłaby przepływy międzynarodowe. Może to ewentualnie nastąpić w jakimś kształcie w przyszłości, gdyż prace nad rozszerzeniem rachunkowości wzrostu gospodarczego na przepływy międzynarodowe trwają [Timmer et al., 2013].

Dekompozycje wzrostu gospodarczego, inspirowane teorią wzrostu gospodarczego Roberta Solowa [Solow, 1956, 1957], takie jak przede wszystkim rachunek produktywności KLEMS, mogłyby w pewnych warunkach skorzystać na dobrze zróżnicowanym produktowo (o czym dalej) rynku mocy w aspekcie rachunkowym, ponieważ pozwala on bezpośrednio wyznaczać kontrybucję czynnika „kapitał” do wzrostu gospodarczego.

Te rachunki bowiem realizowane są nie tylko na poziomie makroekonomicznym, ale także na poziomie indywidualnych sektorów gospodarki (sekcji, grup działów oraz działów PKD), w tym także sektora energetycznego. Przy czym, do wyznaczenia przyrostu usług kapitału (*capital services*) przyjmuje się specyficzne, mające swoje uzasadnienie teoretyczne założenie, polegające na przyrównaniu przyrostów względnych (wyrażonych na przykład procentowo) stanu środków trwałych do przyrostów względnych usług kapitału, czyli zakłada się, że choć poziomy tych wartości nie są ze sobą odpowiednio ściśle związane, to ich przyrosty względne są w stosunku do siebie równe (przyjmuje się, że chwilowy poziom usług kapitału jest wprost proporcjonalny do aktualnej wartości środków trwałych). Wartość kapitału (w tych rachunkach z założenia ścisły odpowiednik stanu środków trwałych) jest przy tym szacowana w oparciu o metodę tak zwanej ciągłej inwentaryzacji (*perpetual inventory method*), która jest przyjmowana za metodę lepszą od dwóch pozostałych metod, czyli szacowania go w oparciu o ubezpieczenia, gdyż ubezpieczeni nie ubezpieczają się w całości od kapitału tak jak powinni, lub w oparciu o dane giełdowe dotyczące dochodów z kapitału (odpowiadające szacunkom według metodologii NPV – *net present value*), gdyż podlegają one silnym fluktuacjom koniunkturalnym. Dla elektroenergetyki jest to jednak kontrowersyjne, gdyż występują w niej duże kapitały utopione oraz koszty osierocone, co zaburza związek (w zakresie ich dynamik) pomiędzy wartościami wyznaczanymi w oparciu o ciągłą inwentaryzację, a faktycznymi wartościami usług kapitału. Bezpośrednie obliczanie przyrostu wartości usług kapitału elektroenergetycznego, w oparciu o dane z dobrze zróżnicowanego produktowo rynku mocy, mogłoby rozwiązać ten problem. Nawet jeśli rynek mocy byłby tylko częściowo

produktowo zróżnicowany (lub w ogóle niezróżnicowany), to znając jego udział w płatnościach za usługi całego kapitału, można go oszacować. Problem niewłaściwego wyznaczenia kontrybucji kapitału elektroenergetycznego do sektorowego i zagregowanego wzrostu gospodarczego można by w ten sposób rozwiązać. Pośrednio dotyczy to także wspomnianych wyżej czynnikowych i neoczynnikowych teorii handlu międzynarodowego, które są konceptualnie synergiczne z czynnikową teorią wzrostu gospodarczego, choć obecnie tego rodzaju syntezy neoklasycznej teorii wzrostu gospodarczego z neoklasycznymi czynnikowymi teoriami handlu międzynarodowego jeszcze nie dokonano. Funkcjonowanie rynku mocy jest także konceptualnie synergiczne z teorią lokalizacji produkcji i obiektów wytwórczych, nawet jeśli niektóre powiązania można określić nie ilościowo tylko jakościowo. Jego wprowadzenie, szczególnie w wersji rozbudowanej produktowo, teoretycznie umożliwiłoby nie tylko całkowite rozwiązanie głównych bolączek istniejącego rynku energii elektrycznej, ale również niektórych problemów związanych z rachunkowością wzrostu gospodarczego.

Koncepcja rynku mocy a wędrowanie sygnałów cenowych

Koncepcja rynku mocy jest jednak związana z własnymi problemami. Na przykład, odbiorca energii elektrycznej może nie doszacować swojego maksymalnego zapotrzebowania i wtedy powstaje dylemat, czy należy go wówczas odłączyć od dostaw. Jeśli nie będzie się tego robić, odbiorca energii elektrycznej będzie postępował jeszcze bardziej niefrasobliwie, nie doszacowując swojego maksymalnego zapotrzebowania. Z kolei, odcinanie odbiorców, którzy zgłosili większe chwilowe zapotrzebowanie na moc niż założone, stwarzałoby inne problemy (gospodarcze i społeczne). W praktyce należy rozwiązać, oprócz inteligentnych liczników dla

energii elektrycznej, specjalne sposoby rozliczeń maksymalnej osiągniętej mocy w skali całego roku, na przykład na podstawie maksymalnie osiągniętej mocy w roku ubiegłym, czyli w drodze prognozy *ex post*. W każdym razie, w przypadku rzeczywiste istniejących rynków mocy robi się to w oparciu o pewne przyjęte założenia regulacyjne, czyli finalny odbiorca jest *de facto* pozbawiony prawa do decyzji, co nasuwa pewne konceptualne wątpliwości związane z sensem rynkowej gospodarki, która w idealnym przypadku powinna być zależna od „decydenta popytowego”, czyli konsumenta. Jednocześnie, rynek mocy dyskryminuje konsumentów w stosunku do stanu przed jego wprowadzeniem. Chroni on przede wszystkim wielkich odbiorców zagrożonych wysokim stopniem zasilania, któremu rynek mocy zapobiega. Jednocześnie ci duzi odbiorcy płacą najmniej za zapewnienie mocy, podczas gdy gospodarstwom domowym została przypisana rola bezwolnych płatników *de facto* podatku [Rączka, 2017], który skrośnie przerzuca na nich koszty funkcjonowania systemu.

Rynek mocy, traktowany jako rynek jednego produktu, stymulowałby tylko inwestycje w obiekty pikowe, czyli nie wszystkie obiekty szczytowe i oczywiście nie wszystkie obiekty kapitałowe w odpowiednim stopniu, chyba że jego konstrukcja nie dotyczyłaby zapotrzebowania szczytowego, ale wtedy nie spełniałaby swej roli w zakresie zapotrzebowania szczytowego. Można jednak wyobrazić sobie, że rynek mocy zostałby także produktowo zróżnicowany. Na przykład, oprócz płatności za maksymalnie osiąganą moc szczytową (maksymalną w skali roku) można by wprowadzić odrębną płatność za moc średnią w najprostszym przypadku takiego rozdzielenia, płatność za moc osiąganą w określonych przedziałach czasu (okresy kilkuletnie, rok, kwartał, miesiąc). Teoretycznie, najlepiej byłoby wprowadzić odrębne płatności za moce

osiągane w określonych przedziałach poziomu mocy, w określonych przedziałach czasu i ewentualnie w określonych technologiach wytwarzania, przy czym struktura wysokości cen tej hierarchii różnych rodzajów mocy byłaby inna w różnych krajach o innych strukturach technologicznych istniejącego aparatu wytwórczego (*Energy mix*). Jak się wydaje, potrzeba produktowego rozdzielenia towaru jakim jest dostępna moc elektryczna, została częściowo dostrzeżona od strony praktycznej w polskim projekcie rynku mocy, w którym przyjęto rozliczenia tzw. Obowiązku Mocowego za rok kalendarzowy oraz za kwartał kalendarzowy [Cichocki, Młodawski, Lewicki, 2018]. Generalnie jednak, obecnie podstawowym założeniem dla polskiego rynku mocy jest to, że tworzy on jedynie *dotatkowe w stosunku do rynku energii elektrycznej, źródło pokrywania kosztów stałych zasobów (wytwórczych oraz odbiorczych) niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej* [Ministerstwo Energii, 2016, s. 8].

Zróżnicowanie produktowe rynku mocy na kilka jej rodzajów pozwoliłoby stymulować inwestycje w obiekty o różnym stopniu wykorzystania w sieci elektroenergetycznej, począwszy od mocy pracujących w podstawie obciążenia aż do mocy pracujących w obciążeniu pikowym, czyli najwyższych szczytów. To by pozwoliło na wspomniane wyżej całkowite wydzielenie płatności za czynnik „kapitał” z rachunków za energię elektryczną, które obejmowałyby już tylko płatność za koszt zmienny, związany głównie z surowcami do produkcji energii elektrycznej. Jednak tego rodzaju rozwiązania z konieczności wymagają dużej i inteligentnej aktywności regulatora, który na podstawie krajowego *Energy mix* w wytwarzaniu energii elektrycznej, konstruowałby indywidualne dla danego kraju zróżnicowanie produktowe dla rynku mocy, gdyż poszczególne kraje bardzo się różnią do-

stępnymi źródłami energii pierwotnej do produkcji energii elektrycznej. W skali międzynarodowej, na przykład w przypadku europejskiej integracji sieci elektroenergetycznych i tworzonych europejskiego rynku energii elektrycznej, należałoby zatem taki rynek mocy długo negocjować (także z powodów, o których dalej).

Odrębnym podproduktem na rynku mocy są też zasoby strony popytowej. Wielu odbiorców energii elektrycznej może bowiem na odpowiednio skonstruowanym rynku mocy, ograniczyć swoje zapotrzebowanie szczytowe, oferując zatem na tym rynku faktycznie dodatkową moc. W przypadku otwarcia rynku mocy na dostawy z zagranicy, nawet bez utworzenia wspólnego międzynarodowego rynku mocy, mamy kolejny podprodukt (a nawet wiele podproduktów) na rynku mocy. Wreszcie, renowacja lub choćby dalsze utrzymywanie starych wysłużonych mocy wytwórczych, to kolejny podprodukt, czyli *de facto* produkt w sensie ekonomicznym. Bardziej przyszłościowym podproduktem byłaby moc z magazynów energii elektrycznej w miarę obniżania się kosztów utrzymywania takich magazynów, w czego masowe pojawienie się niektórzy zdają się wierzyć [Mataczyńska, 2018]. Doświadczenia brytyjskie i błędy związane z nieprawidłową strukturą produktową tego rynku potwierdzają niniejsze rozważania konceptualne [Baker, Bayer, Rączka, 2015].

Niezależnie od tych dodatkowych problemów z faktycznym prowadzeniem przez regulatora odrębnego rynku mocy „na krótkiej smyczy” (co może prowadzić do pośredniego przeregulowania rynku energii elektrycznej za pośrednictwem rynku mocy) [Kinelski, 2018], sygnał cenowy poprzez różnych pośredników na końcu, w założeniu docierać powinien do przedsiębiorcy będącego wytwórcą energii elektrycznej oraz inwestorów, w celu ewentualnego zmobilizowania ich do podjęcia inwestycji w nowe obiekty

wytwórcze (oprócz wspomnianych wyżej zasobów strony popytowej, zasobów zagranicznych i istniejących w starej infrastrukturalnej). W rezultacie utrwalenia się takiego rynku mocy powinien powstawać motyw ekonomiczny dla utrzymywania odpowiednich rezerw mocy, w tym mocy szczytowych, nawet jeśli są one rzadko wykorzystywane. Jednocześnie, „ręczne sterowanie” rynkiem przez regulatora w zakresie pobudzania powstawania nowych mocy, w tym szczytowych, stałoby się zdecydowanie mniej niezbędne.

Taki rynek, jak zresztą każdy rynek energetyczny, jest pewną symulacją rynku. Nie powstaje on naturalnie, tylko jest sztucznie powołany przez szeroko rozumianego regulatora, na podstawie wiary w to, że nawet sztuczny, a nie naturalny, rynek to mechanizm doskonalszy niż tradycyjne centralne zarządzanie procesem produkcji, przesyłu i dystrybucji, czyli traktowanie całego podsektora elektroenergetycznego tak, jakby był pojedynczym urządzeniem technicznym, niewymagającym w swoim działaniu funkcjonowania mechanizmów i procesów ekonomicznych tylko wyłącznie technicznych. Wskutek tego, że rynek mocy jest, podobnie a nawet jeszcze bardziej niż rynek energii elektrycznej, rynkiem sztucznym, nie będzie bronił się sam siłą własnej inercji jak w przypadku rynków naturalnych, tylko będzie podatny na zmiany koncepcyjne, także o proweniencji politycznej oraz reformy motywowane tymi zmiennymi koncepcjami, co może zaburzyć w przyszłości jego działanie. Tymczasem, ponieważ inwestycje w moce elektroenergetyczne dotyczą długiego horyzontu czasowego, konieczna jest stałość zasad funkcjonowania takiego rynku w dłuższym horyzoncie czasu dla zapewnienia odpowiedniego skumulowanego oddziaływania sygnałów cenowych. W Polsce rynek mocy wprowadzono na 10 lat [Dziennik Ustaw, 2018], po czym zostanie on oceniony i podjęta zostanie

decyzja o ewentualnej kontynuacji i jego postaci [Ministerstwo Energii, 2016, s. 9].

W przypadku ewentualnego utworzenia międzynarodowego rynku mocy pojawia się pewien problem. Otóż, za sygnałami cenowymi podążają strumienie pieniężne, które mogą wpływać na bilans płatniczy danego kraju. Te strumienie płynęłyby od kraju importera energii szczytowej do kraju eksportera takiej energii, pogłębiając asymetrię już i tak zwykle przesuniętą na korzyść kraju, który eksportuje droższą energię szczytową. Można wysunąć tutaj argument, że sama (także importowana) energia elektryczna byłaby, jak wcześniej wspomniano, w tym szczególnie w warunkach istnienia dobrze zróżnicowanego produktowo rynku mocy, tańsza, co skompensowałoby dodatkowe koszty związane z obsługą importu na rynku mocy, ale nie jest to wcale takie pewne. Kraj, który jest eksporterem energii szczytowej, zwykle jest takim dlatego, że jest wyposażony w określone źródła do produkcji energii elektrycznej, które go predestynują do produkcji takiego jej rodzaju i dzieje się to bez specjalnej stymulacji w kierunku wytwarzania na potrzeby zapotrzebowania szczytowego na energię elektryczną. Znaczy to, że kraj mający dobre warunki dla rozwoju hydroenergetyki lub obfite zasoby gazu ziemnego, które można wykorzystać do produkcji energii szczytowej, nie potrzebuje dodatkowych sygnałów cenowych z zagranicy by rozwijać energetykę, która w jego przypadku naturalnie jest zorientowana na pokrywanie zapotrzebowania szczytowego większego niż krajowe zapotrzebowanie na tego rodzaju energię. Do eksportu dodatkowej ilości energii szczytowej wystarczy, że zagranica w zamian zaoferuje dodatkową ilość tańszej energii na pokrycie zapotrzebowania w podstawie obciążenia, co uwolni dodatkowe ilości droższej energii szczytowej na eksport. Dodatkowy sygnał cenowy z rynku mocy, za którym by szły dodatkowe strumie-

nie pieniężne, powiększałyby zatem tylko asymetrię w międzynarodowym handlu energią elektryczną na korzyść kraju eksportera droższej energii szczytowej, także w warunkach istnienia dobrze zróżnicowanego produktowo rynku mocy, gdyż kompensacja w postaci tańszej importowanej energii elektrycznej byłaby jedynie częściowa. W związku z tym, w chwili obecnej nie wydaje się prawdopodobna możliwość międzynarodowego wynegocjowania takiego rynku mocy, który w ten sposób pogłębiałby asymetrię (w ujęciu finansowym) w międzynarodowym handlu energią, nie wspominając już o problemie międzynarodowego uzgodnienia struktury produktowej rynku mocy, co wydaje się konieczne w świetle wspomnianych wyżej doświadczeń brytyjskich.

Zatem rynek mocy jawi się jako mechanizm skazany jedynie na krajowe zastosowanie, ale z możliwością jego otwarcia na dostawy z zagranicy. W tym przypadku przyjmuje się, że to otwarcie musi być regulowane. *W rynku mocy będą mogły uczestniczyć jednostki fizyczne zagraniczne z państw członkowskich UE, których system elektroenergetyczny jest bezpośrednio przyłączony do KSE. Ustawa wyznacza 3 strefy geograficzne (Litwa, Szwecja oraz strefa profilu synchronicznego, obejmująca systemy Niemiec, Czech i Słowacji, przyłączone bezpośrednio do KSE), dla których Minister Energii w ramach parametrów aukcji każdorazowo określi maksymalne wolumeny Obowiązków Mocowych, które mogą być oferowane przez jednostki z tych stref* [Cichoński, Młodawski, Lewicki, 2018]. I tak można podsumować uregulowania polskiej ustawy o rynku mocy w tym zakresie.

Niezależnie czy przyjmie się rozwiązanie dla rynku mocy jako rynku zamkniętego czy otwartego na dostawy mocy z zagranicy powoduje on, że krajowa cena energii elektrycznej staje się generalnie niższa, gdyż przynajmniej część komponentu czynnikowego związanego z kosztami

stałymi wytwarzania energii elektrycznej zostaje zawarta w cenie za moc, a nie w cenie za energię elektryczną. Niższe stają się zatem na rynku zagranicznym ceny eksportowanej krajowej energii elektrycznej. W rezultacie generowana jest asymetria cenowa w stosunku do zagranicy na międzynarodowym rynku energii, co sprzyja wzrostowi wolumenu eksportu, który to eksport jest *de facto*, w sposób jakby pośredni, finansowany przez krajowy rynek mocy. W ten sposób rynek mocy może się przyczyniać do pogłębienia ewentualnego deficytu energii elektrycznej, co działa na przekór celowi długookresowemu, dla którego został powołany, to jest zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, szczególnie szczytowych. Otwarcie rynku mocy na zagraniczne dostawy mocy może tej asymetrii nie skompensować, o ile partnerzy zagraniczni także nie wprowadzą u siebie własnych rynków mocy, w dodatku o tej samej głębi finansowej w stosunku do rynku energii elektrycznej co w przypadku krajowych rynków energetycznych, aby całkowicie zniwelować tę asymetrię. Może się to okazać trudnością w negocjacjach z partnerami zagranicznymi i konieczny może okazać się podatek eksportowy niwelujący tę asymetrię.

Podsumowanie

Koncepcja rynku mocy jest teoretycznie niezwykle ciekawym rozwiązaniem, dobrze wpisującym się w neoklasyczne teorie ekonomiczne, takie jak czynnikowa teoria wzrostu gospodarczego, a także czynnikowa i neoczynnikowa teoria handlu międzynarodowego, szczególnie w sytuacji, gdyby te teorie zostały ze sobą

spójnie powiązane. Szczególnie korzystne mogłoby to okazać się dla rachunkowości wzrostu gospodarczego, takich jak rachunek produktywności KLEMS lub dla innych podobnych rachunków inspirowanych ideą dekompozycji wzrostu gospodarczego, wywodzącą się od Roberta Solowa.

Niestety, rynek mocy jawi się jako prawie niemożliwy do międzynarodowego wynegocjowania, ze względu na inną strukturę produktową dla poszczególnych krajów, gdyż ta struktura produktowa nieuchronnie byłaby związana z indywidualnymi krajowymi strukturami wytwarzania energii elektrycznej, innymi z punktu widzenia technologii i zasobów energii pierwotnej do produkcji energii elektrycznej, a także z punktu widzenia zasobów strony popytowej oraz niesymetrycznego dostępu do zasobów zagranicznych i zasobów modernizacyjnych starego aparatu produkcyjnego. Jeszcze bardziej nieprzezwyciężalną przeszkodą w jego międzynarodowym wynegocjowaniu byłaby najprawdopodobniej jego skłonność do pogłębienia asymetrii płatniczej krajów uczestniczących w międzynarodowym handlu energią elektryczną. Zatem rynek mocy jawi się jako rynek skazany na krajowe zastosowania, odrębnie w poszczególnych krajach. W tym jednak przypadku też powoduje powstawanie innych asymetrii w handlu energią elektryczną z zagranicą, szczególnie wobec krajów, które takiego rynku mocy nie wprowadzają, czyli jak na razie wszystkich polskich sąsiadów. Te wszystkie okoliczności powodują konieczność wnikliwej obserwacji i kontroli tego rynku przez regulatora.

Bibliografia:

1. Baker P., Bayer E., Rączka J. [2015], *Rynek mocy w Wielkiej Brytanii*, „Forum Analiz Energetycznych”, kwiecień.
2. Cichoński K., Młodawski T., Lewicki M. [2018], *Model rynku mocy w Polsce*, SKS, styczeń 2018, www.skslegal.pl.
3. Dziennik Ustaw RP [2018], *Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy*, Warszawa, 3 stycznia 2018 r., poz. 9.

4. Kinelski G. [2018], *Rynek dwutowarowy i istota jego konkurencyjności w sektorze elektroenergetycznym*, Instytut Gospodarowania Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Zeszyty naukowe, rok 2018, nr 102, s. 277-290.
5. Komisja Europejska, *State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism*, EC, C(2018) 601 final.
6. Kotlewski D.C. [2015], *Regionalna Integracja Elektroenergetyki*, Warszawa, Difin.
7. Mataczyńska E. [2018], *Lokalny wymiar mechanizmów mocowych*, Instytut Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza, Analiza IPE nr 1.
8. Ministerstwo Energii [2016], *Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy*, 30 września 2016 r.
9. Niedziółka D. [2010], *Rynek energii w Polsce*, Warszawa, Difin.
10. Niedziółka D. [2018], *Funkcjonowanie polskiego rynku energii*, Warszawa, Difin.
11. Rączka J. [2017], *Rynek mocy – skutki dla odbiorców energii*, „Energetyka – Społeczeństwo – Polityka”, 1(5).
12. Solow R.M. [1956], *A Contribution to the Theory of Economic Growth*, “Quarterly Journal of Economics”, Vol. 70(1), p. 65-70, 1956.
13. Solow R.M. [1957], *Technical Change and the Aggregate Production Function*, “Review of Economics and Statistics”, Vol. 39(3), p. 312-320.
14. Szablewski A.T. [2012], *Liberalizacja a bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej*, Warszawa, Instytut Nauk Ekonomicznych PAN.
15. Timmer M.P., Erumban A.A., Los B. , Stehrer R. , and J. de Vries [2013], *Slicing Up Global Value Chains*, “Journal of Economic Perspectives”, Vol. 28(2), p. 99-118.

Dr **Dariusz Kotlewski**, Kolegium Nauk o Przedsiębiorstwie, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie.