

Warszawa, 20 stycznia 2016 roku

Dr Jan Rączka, Regulatory Assistance Project, Forum Analiz Energetycznych

Polski system elektroenergetyczny a dyskusja o nowej organizacji rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej

Perspektywa europejska

Europejski system energetyczny znajduje się w fazie transformacji, której źródłami są postęp technologiczny, zmieniające się modele biznesowe i dążenie do zmniejszenia emisji CO₂. Komisja Europejska postawiła ambitne cele na rok 2030, a kraje członkowskie wspierają ich realizację. Osiągnięcie 40% poziomu redukcji emisji CO₂ w roku 2030 (względem roku 1990) przełoży się na wzrost udziału dostaw energii z OZE z 25% do 50%. Jednym z kluczowych narzędzi, obok zreformowanego Europejskiego Systemu Handlu Emisjami, będzie jednolity, w pełni konkurencyjny, wewnętrzny rynek energii elektrycznej obejmujący całą Unię Europejską. Obecnie wyzwaniem jest przeprowadzenie transformacji energetycznej w taki sposób, żeby zachować racjonalny poziom kosztów energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, a także bezpieczeństwo dostaw, rozumiane zarówno w kategoriach operacyjnych (ciągłość dostaw) jak i strategicznych (osiągnięcie większej niezależności od dostawców surowców energetycznych spoza Unii Europejskiej).

Definicja organizacji rynku energii elektrycznej

Podstawową różnicą pomiędzy rynkiem energii elektrycznej, a rynkami innych surowców energetycznych (w tym gazu) jest fakt, że energii elektrycznej nie można magazynować w dużych ilościach. Dla zapewnienia ciągłości pracy systemu energetycznego, a też stabilnego działania w dłuższej perspektywie czasowej, kluczowa jest dobra organizacja rynku. Kryteria dobrej organizacji mają korzenie w teorii mikroekonomicznej. Są to: duża liczba dostawców i odbiorców, łatwość wejścia i wyjścia z rynku, powszechnie dostępna informacja o parametrach świadczonych usług oraz cenach, brak efektów zewnętrznych, niskie koszty transakcyjne, a przede wszystkim mechanizm kształtowania cen, który odzwierciedla relatywną rzadkość usług energetycznych.

Organizacja rynku energii elektrycznej to zestaw rozwiązań, które określają szczegółowe zasady współpracy pomiędzy poszczególnymi uczestnikami rynku, a więc pomiędzy: wytwórcami w kraju i zagranicą, przedsiębiorstwami obrotu, operatorami systemów przesyłowych, operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz odbiorcami.

Rynek energii elektrycznej w Polsce

W Polsce, podobnie jak w wielu innych krajach Unii Europejskiej, funkcjonuje rynek jednotowarowy z rezerwą operacyjną i strategiczną. Na rynku jednotowarowym przedmiotem transakcji jest energia czynna – odbiorcy płacą wytwórcom za megawatogodziny energii dostarczane w różnych godzinach doby, tygodnia i roku, przy czym cena megawatogodziny nie jest uzależniona ani od lokalizacji wytwórcy w systemie energetycznym, ani odbiorcy na terenie kraju. Kontrakty między wytwórcami i odbiorcami zawierane są na rynku giełdowym (kontrakty terminowe, dnia następnego, dnia bieżącego) oraz na rynku pozagiełdowym w formie kontraktów dwustronnych.

Ponadto Polskie Sieci Energetyczne SA (PSE) świadczą usługi systemowe, które pozwalają na zespolenie warstwy handlowej rynku z warstwą elektrotechniczną. Rynek bilansujący, rezerwa pierwotna, rezerwa wtórna, rezerwa operacyjna, rezerwa strategiczna, zarządzanie stroną popytową i inne mechanizmy służą zapewnieniu ciągłości, stabilności i jakości pracy Krajowego Systemu Energetycznego. PSE kupuje te usługi bądź przez rynek bilansujący, bądź też w drodze zamówień publicznych lub doraźnych zleceń skierowanych do wytwórców energii (głównie do jednostek centralnie dysponowanych), bądź też do bardzo dużych odbiorców energii, którzy sterują swoim obciążeniem.

Istotną słabością rynku energii w Polsce jest to, że ceny w ograniczonym stopniu odzwierciedlają realną, krańcową wartość dostarczanej energii. Nominalna nadpodaż mocy wytwórczych, ich jednorodna struktura, płaski wykres uporządkowany wytwórców (z ang. *merit order*), górne limity cenowe, odizolowanie od rynku regionalnego, a też rosnący udział odnawialnych źródeł energii przyczyniają się do zakłócenia dotychczasowej struktury przychodów przedsiębiorstw energetycznych.

Na polskim rynku ceny kształtują się na poziomie krótkookresowego kosztu zmiennego tych bloków, które znajdują się na skraju wykresu uporządkowanego, czyli starszych i mniejszych bloków na węgiel kamienny. Cena za energię elektryczną pokrywa koszt paliwa, uprawnień do emisji CO₂, oraz szeregu innych pozycji ściśle związanych z pracą bloku. Cena ta nie pokrywa amortyzacji bloku (albo pokrywa w bardzo drobnej części), czyli niepieniężnych kosztów a konto nowej inwestycji lub spłaty kredytu, który został wcześniej zaciągnięty na budowę lub modernizację jednostki wytwórczej. W efekcie nie jest opłacalne inwestowanie w nowe moce wytwórcze. A większość mocy zainstalowanych w systemie już się zestarzała...

PSE utrzymuje bardzo duży margines mocy dyspozycyjnej (18%), ale okresowo rezerwy te kurczą się, a nawet występuje ryzyko niedoboru mocy, szczególnie w przypadku letnich anomalii pogodowych. Sezonowe spadki wolumenu mocy dyspozycyjnej (głównie w upalne dni letnie, bądź wczesną jesienią, kiedy jeszcze nie zaczęły pracować elektrociepłownie, a jeszcze trwają prace remontowo-modernizacyjne) motywują decydentów (byłe Ministerstwo Gospodarki, URE, PSE) do zatrzymywania za wszelką cenę przestarzałych, nierentownych, ale jeszcze sprawnych bloków w systemie. Z tego powodu została wprowadzona strategiczna rezerwa mocy (bloki, które są poza rynkiem energii, ale PSE może je przywołać do pracy z 8-10h uprzednim zawiadomieniem), a też w gruncie rzeczy Operacyjna

Rezerwa Mocy (bloki, które dostarczają energię na rynek, ale otrzymują dodatkowe wynagrodzenie za utrzymywanie rezydualnej mocy w gotowości).

Wprowadzenie rezerwy strategicznej i operacyjnej może być przejściowym antidotum na słabości polskiej energetyki. Może, ale nie jest – w sierpniu 2015 roku narzędzia te nie pomogły – strategiczna rezerwa mocy nie była wtedy jeszcze aktywna, a konstrukcja Operacyjnej Rezerwy Mocy okazała się zupełnie nieadekwatna do potrzeb systemu w sytuacji kryzysowej. Wytwórcy mieli za mało mocy do wywiązania się z kontraktów handlowych i nie wystawili PSE mocy w ramach Operacyjnej Rezerwy Mocy. Rzecz w tym, że nie byli do tego zobowiązani. Inaczej mówiąc, wytwórcy oferują PSE rezerwę, wtedy kiedy mają wolne moce, a nie wtedy, kiedy potrzebuje jej PSE.

W średnim i długim okresie utrzymywanie tego typu rezerw jest nie tylko nieskuteczne, ale wręcz szkodliwe. Odnosi się to w szczególności do Operacyjnej Rezerwy Mocy. Im dłużej stare bloki są na rynku, tym dłużej ceny na rynku będą odzwierciedlać tylko koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej. Stare bloki będą „zajmować” miejsce na rynku nowym blokom. Wytwórcy nie będą mieli zachęty ekonomicznej do wyłożenia pieniędzy na nowe bloki. Nowe bloki nie zostaną wybudowane, a stare bloki, które dalej funkcjonują dzięki Operacyjnej Rezerwie Mocy, całkowicie zużyją się technicznie i z czasem będą musiały być odstawione niezależnie od oferty finansowej ze strony PSE.

Tutaj warto rozróżnić pojęcie mocy wytwórczych (z ang. *capacity*) od pojęcia zdolności wytwórczych (z ang. *capability*). Tradycyjnie energetyka koncentruje się na mocach wytwórczych – operator krajowego systemu energetycznego zabiega o to, żeby w systemie mieć liczbę megawatów, które – z określonym marginesem – pokrywają największe szczyty obciążenia występujące w trakcie roku. Okazuje się, że zdolności wytwórcze są równie ważne: ma znaczenie jakość posiadanych mocy oraz ich charakterystyka. Przyczyną przymusowego ograniczenia dostaw energii w sierpniu 2015 roku były czynniki pogodowe: długotrwała fala upałów i niski stan wody ograniczyły wydajność bloków termicznych. Monokultura floty wytwórczej polskiej energetyki zmultiplikowała to ryzyko, ponieważ w Polsce jest bardzo niewiele źródeł wytwórczych, które działają niezawodnie w trakcie fali upałów (np. nie ma prawie w ogóle źródeł PV).

W tym kontekście istotnym pytaniem jest, czy w Polsce mamy moce złej jakości, czy też za mało mocy? Wyzwaniem jest to, że mamy moce o anachronicznej charakterystyce, już obecnie nastroczające wiele problemów operacyjnych z punktu widzenia zarządzania Krajowym Systemem Energetycznym, a dodatkowo zupełnie niedopasowanych do nowego paradygmatu energetyki, który stawia na źródła rozproszone, niedyspozycyjne, wymagającej dużej elastyczności systemu. Polska nie musi zwiększać ilości mocy, ale musi gruntownie przebudować portfolio wytwórcze.

Nowa organizacja rynku energii w Polsce musi dać mocny sygnał cenowy do uruchomienia inwestycji w nowe zasoby energetyczne zarówno po stronie podażowej jak i popytowej, a też musi zapewnić taką charakterystykę systemu energetycznego, żebyśmy mogli w pełni korzystać z dobrodziejstwa postępu technologicznego –

tanich OZE, rozproszonych magazynów energii, inteligentnych sieci energetycznych, elektrycznych samochodów.

Europejski rynek energii elektrycznej – kierunek zmian

Z dokumentów Komisji Europejskiej, które zostały opublikowane w latach 2014-15 wyłania się spójny obraz przyszłego rynku energii. Można wyróżnić jego trzy priorytety – pełne wykorzystanie zasobów strony popytowej; zwiększenie elastyczności systemu energetycznego; oraz skutecznie działający jednolity rynek energii (przynajmniej w wymiarze regionalnym).

Warto przywołać komunikat Komisji Europejskiej z lipca 2015 roku, odnoszący się do nowej organizacji rynku, z którego można wywnioskować zapowiedź odejścia od wielkoskalowych, scentralizowanych jednostek opartych o paliwa kopalne, na rzecz niewielkich, rozproszonych instalacji, w dużej mierze z sektora OZE. Dokument ten przypisuje odbiorcom podwójną rolę – nie tylko konsumentów, ale też aktywnych uczestników rynku, którzy mogą sami być producentami bądź też czerpać korzyści z sterowania swoim profilem poboru energii. Aktywizacja odbiorców ma być narzędziem zwiększenia elastyczności systemu energetycznego.

Kierunek zmian wynika też ze zmiany punktu widzenia rynku energii. Ma być to rynek efektywny, konkurencyjny, transparentny. Komisja Europejska daje wyraźny sygnał, że myśli o rynku raczej przez pryzmat interesów odbiorców niż dostawców. Docelowe rozwiązanie ma przynieść długofalowy strumień korzyści dla odbiorców, ale też dla gospodarki europejskiej jako całości. Wyrażając tę ideę, Komisja Europejska odwołuje się do bardzo mocnych haseł – „Nowy ład dla odbiorców energii” (z ang. *„New deal for consumers”*). To nie jest zapowiedź kosmetycznych zmian, to jest zapowiedź głębokiej reformy, fundamentalnej przebudowy europejskiej energetyki.

Powiązanie debaty europejskiej z krajowymi wyzwaniami – zalecenia

Nurt prac europejskich jest zgodny z potrzebami krajowego systemu energetycznego, a też z oczekiwaniami interesariuszy związanych z energetyką, choć być może nie tych, którzy są wyposażeni w zdekapitalizowane bloki węglowe. Nowa organizacja rynku uruchomi rezerwy efektywnościowe tkwiące w całej gospodarce. Stoimy przed szansą na szybkie i skuteczne rozwiązanie szeregu problemów, które są źródłem kosztów i ryzyka dla odbiorców energii w Polsce.

Rynek może być bardziej efektywny, bardziej skuteczny:

- Wytwórcy energii muszą mieć swobodę w podejmowaniu decyzji o tym, czy dany blok energetyczny powinien pozostać w systemie energetycznym, czy też należ go odłączyć. Sztuczne utrzymywanie zdekapitalizowanych bloków w systemie zajmuje miejsce na rynku nowym blokom, które mogłyby być wybudowane, które mogłyby być rentowne, gdyby nie nominalna nadpodaż mocy wytwórczych. Bez odłączenia nierentownych bloków, bez przejścia przez fazę wysokich cen, nigdy nie dojdziemy do sytuacji, kiedy inwestycje w nowe moce będą opłacalne na gruncie rachunku ekonomicznego.

Przeciąganie stanu przejściowego naraża polską gospodarkę na coraz częstsze awarie i przymusowe ograniczenia w dostawach energii.

- Konstrukcja Operacyjnej Rezerwy Mocy (ORM) jest wadliwa. Z jednej strony nie służy celowi, który był przyczyną jej uruchomienia, tzn. nie podnosi bezpieczeństwa pracy systemu energetycznego, a z drugiej strony zakłóca mechanizm kształtowania cen na rynku komercyjnym i bilansującym. Wprowadzenie ORM było de facto wprowadzeniem rynku mocy kuchennymi drzwiami – nałożyło koszty na obiorców, ale nie dało nic w zamian. Trzeba wrócić do pierwotnej diagnozy (niedobór mocy o określonej charakterystyce) i dobrać odpowiednie narzędzie.
- Należy umożliwić większą (swobodną) fluktuację cen energii, żeby cena odzwierciedlała realną, krańcową wartość energii w danej chwili. Z tego względu trzeba znieść pułapy cenowe, które są wpisane do szeregu mechanizmów rynku komercyjnego i bilansującego. Swobodne kształtowanie cen jest nieodzownym atrybutem efektywnego, skutecznego, dobrze zorganizowanego rynku.

System może być bardziej elastyczny, a też bardziej odporny na ryzyko:

- Warto skorzystać z dorobku, doświadczenia i praktycznych rozwiązań znanych z innych krajów w obszarze zarządzania zasobami strony popytowej. Jest to duży zasób energetyczny, który w Polsce jest wykorzystywany w sposób ułomny, fragmentaryczny. Wobec realnych wyzwań i zagrożeń stojących przed krajową energetyką, trzeba szukać mocy i rezerw również po stronie popytu. Jest to szansa dla wielu krajowych przedsiębiorców, również tych, działających poza energetyką, na wykreowanie nowego biznesu.
- Jednym z ważnych aspektów zarządzania zasobami strony popytowej są dobrze skonfigurowane taryfy detaliczne. W Polsce stosujemy dwustrefowe taryfy dla gospodarstw domowych, które oferują bardzo niskie stawki w godzinach 13.00-17.00, kiedy system jest bardzo obciążony. Nowy układ taryf, powinien zniechęcać gospodarstwa domowe w godzinach obciążenia systemu, a zachęcać w godzinach, kiedy występują relatywne nadwyżki.
- Współpraca regionalna jest naszą piętą achillesową – obecnie mamy zdolność do zaspokojenia zaledwie 2% popytu krajowego poprzez import energii. Szerokie stosowanie mechanizmu łączenia rynków (z ang. *market coupling*) jest w zgodzie z trendem europejskim, a dla Polski jest szansą na dostęp do zasobów energetycznych na tyle szybko, żeby zapobiec niedoborowi energii w trakcie najbliższego sezonu letniego. Szczególnie ważne było włączenie do mechanizmu łączenia rynków połączenia transgranicznego z Litwą. Jeśli zadbamy o właściwe wykorzystanie przesuwników fazowych na przekroju z Niemcami, to również na przekroju zachodnim uwolnimy przepustowość połączeń transgranicznych do wymiany komercyjnej.