



STANOWISKO

Eksperskiej Rady ds. Bezpieczeństwa Energetycznego i Klimatu w sprawie reformy rynku energii elektrycznej

Unii Europejskiej

16.03.2023 r.

I. Stan obecny

W wyniku kryzysu energetycznego wywołanego ekstremalnie wysokimi cenami gazu ziemnego oraz spadkiem produkcji energetyki jądrowej i wodnej oraz ich przełożeniem się na rekordowe ceny prądu w całej Europie, Komisja Europejska przedstawiła propozycje reformy rynku energii elektrycznej. W związku z tym, że w wielu państwach UE to właśnie jednostki gazowe wyznaczają ceny energii przez większość czasu w roku – Komisja Europejska, unikając rozwiązań rewolucyjnych, zaproponowała zmiany w modelu rynku energii elektrycznej mające na celu większe uniezależnienie rachunków za energię elektryczną dla klientów od cen energii na rynkach krótkoterminowych.

Propozycje Komisji Europejskiej

Wśród przedstawionych propozycji można wyróżnić następujące główne obszary reformy rynku energii:

- Zwiększenie roli cenotwórczej kontraktów długoterminowych - promocja kontraktów różnicowych i umów PPA (ang. power purchasing agreements) jako główny element reformy rynku;
- Wzmocnienie roli rynków forward i hedgingu w handlu energią elektryczną;
- Przyspieszenie rozwoju odnawialnych źródeł energii;
- Promocję alternatyw dla gazu ziemnego w zakresie bilansowania systemu elektroenergetycznego – w tym elastyczności strony popytowej oraz magazynów;
- Lepszą ochronę odbiorców na rynku detalicznym;
- Zwiększenie integralności i przejrzystości rynku energii elektrycznej.

Reforma rynku energii będzie oparta na **dążeniu do ograniczenia przychodów jednostek inframarginalnych** (tj. tańszych od zamykających krzywą podaży – w większości krajów UE są to jednostki gazowe) **w oparciu o ich faktyczne koszty produkcji**, tak, aby odbiorcy energii mogli być beneficjentami korzyści cenowych wynikających z transformacji energetycznej opartej na czystych technologiach, nieponoszących kosztów zmiennych – tj. paliwa i uprawnień do emisji CO₂. W obecnym modelu rynku wytwórcy niskoemisyjni mogą generować wysokie marże wynikające ze sposobu ustalenia cen energii w oparciu o koszty jednostek konwencjonalnych,

które będą pokaźne w długim terminie – jeśli nie w wyniku wygórowanych cen paliw, to w związku z prognozowanymi cenami uprawnień do emisji CO₂ znacznie powyżej 100 EUR/t.

Komisja Europejska zaproponowała zwiększenie roli kontraktów długoterminowych w procesach cenotwórczych poprzez obowiązkowe objęcie nowych jednostek OZE oraz energetyki jądrowej korzystających z bezpośrednich systemów wsparcia 2-stronnymi kontraktami różnicowymi. Przychody z kontraktów różnicowych, w przypadkach, gdy ceny w nich ustalone są niższe od rynkowej ceny energii, mają obowiązkowo trafiać do wszystkich odbiorców końcowych na obniżenie rachunków.

Równolegle, państwa UE będą zobligowane do znoszenia istniejących barier dla kontraktów PPA zawieranych bezpośrednio pomiędzy wytwórcami, a dużymi odbiorcami energii. Bruksela chce także zwiększyć rolę rynków *forward* w procesie cenotwórczym przez tworzenie regionalnych wirtualnych hubów w celu zwiększenia płynności.

Jednocześnie promowany jest szybszy rozwój OZE i stopniowe zastępowanie jednostek gazowych w roli bilansującej system energetyczny poprzez maksymalizację wykorzystania elastyczności odbiorców, w tym poprzez wprowadzenie submeteringu, czy rozwój magazynów energii.

Zgodnie z propozycjami Brukseli, aktywizowana ma być także rola prosumentów w bilansowaniu KSE. Ważnym elementem będą też działania na rzecz zwiększenia przejrzystości funkcjonowania rynku energii w celu zapobiegania manipulacjom na rynku, czy wykorzystywaniu pozycji dominującej.

Sytuacja w Polsce

W ostatnim okresie na polskim rynku energii elektrycznej i ciepła doszło do szeregu interwencji krajowych mających na celu ograniczenie cen. W przypadku energii elektrycznej, ceny zostały ograniczone do kosztów zmiennych elektrowni konwencjonalnych, a w przypadku odnawialnych źródeł energii do poziomu cen referencyjnych w aukcjach.

Polski mikś energetyczny jest nadal zdominowany przez wysłużone jednostki węglowe, które produkują ok. 70% energii elektrycznej, co biorąc pod uwagę obecne wysokie ceny CO₂ ok. 100 EUR/t naraża odbiorców na wysokie ceny energii w kolejnych latach.

Inwestycje w nowe bloki gazowe zastępujące wyeksploatowane jednostki węglowe są z kolei opóźnione. Z drugiej strony, potencjał energetyki wiatrowej na lądzie jest ograniczony przez ustawę odległościową, która co prawda jest obecnie zliberalizowana, ale w stopniu niewystarczającym dla jej dynamicznego rozwoju. OZE napotyka wiele barier na poziomie sieci elektroenergetycznych, procedur administracyjnych i elastyczności rynku. Jednocześnie ograniczona jest transparentność zawieranych transakcji na rynku hurtowym poprzez zniesienie obliiga giełdowego.

II. Stanowisko i rekomendacje Rady

Rada podziela potrzebę modyfikacji modelu rynku energii elektrycznej według następujących zasad:

1. Zwiększenie roli cenotwórczej kontraktów długoterminowych

Rada popiera upowszechnienie stosowania dwustronnych kontraktów różnicowych dla nowych instalacji OZE. Jest to rozwiązanie już od kilku lat z powodzeniem funkcjonujące w Polsce, z jednej strony zapewniające wytwórcom energii adekwatne przychody i zwrot nakładów inwestycyjnych, a z drugiej unikające generowania przez nich nieuzasadnionych zysków. W okresach, gdy ceny rynkowe przewyższają ceny w kontraktach różnicowych, **generowana nadwyżka powinna być przeznaczona na cele związane ze wsparciem transformacji energetycznej po stronie odbiorców końcowych**, w szczególności ubogich energetycznie – tj. na instalacje OZE i pomp ciepła, czy termomodernizację budynków.

Równolegle należy wspierać rozwój kontraktów PPA na energię odnawialną, gdyż obecnie w Polsce są one stosowane w zakresie ograniczonym, a mogą znacznie obniżyć koszty energii zwłaszcza dla większych odbiorców przemysłowych. Jednocześnie **dostęp do kontraktów PPA powinien być ułatwiany także dla mniejszych odbiorców energii** np. poprzez agregację podmiotów po stronie popytowej. Należy przy tym rozważyć dodatkowe rozwiązania ubezpieczające ryzyko kontrahenta, aby ułatwić zawieranie takich umów większej grupie podmiotów, zgodnie z propozycjami Komisji.

Kontrakty różnicowe (CfD) powinny pozostać opcją stosowaną dobrowolnie i wg uznania przez państwa członkowskie. Potencjalny wpływ obligatoryjnych CfD dla instalacji korzystających z mechanizmów wsparcia na rynek umów PPA może być bowiem negatywny. Obligatoryjne kontrakty różnicowe mogą także ograniczać płynność na rynkach terminowych. W opinii Rady, **inwestorzy powinni mieć wybór modelu finansowania swoich projektów w zależności od indywidualnych uwarunkowań danego projektu.** Jednocześnie, należy dążyć do maksymalnej promocji zawierania przez uczestników rynku kontraktów długoterminowych tak, aby znalazły one odzwierciedlenie w rachunkach dla odbiorców końcowych.

2. Przyspieszenie rozwoju OZE

OZE są najtańszą formą wytwarzania energii, inwestycje powstają relatywnie szybko – porównując długość procesów inwestycyjnych innych źródeł energii. **Polska powinna zapewnić co najmniej 50% udziału OZE w produkcji energii elektrycznej w 2030 r.** Nowy cel powinien być odzwierciedlony w rewizji Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. i w kolejnym Zintegrowanym Planie na rzecz Energii i Klimatu. **Do jego realizacji należy odblokować istniejące bariery regulacyjne oraz modernizować sieci i wdrażać całą gamę mechanizmów elastyczności – tak po stronie podażowej jak i popytowej.**

Rada pozytywnie odnotowuje także dotychczasowe działania KE w zakresie uznania inwestycji w OZE wraz z infrastrukturą przyłączeniową i magazynami za projekty nadrzędnego interesu publicznego i związane z tym przyspieszone procedury pozyskiwania pozwoleń na nowe projekty.

Utracony potencjał szybkiego rozwoju OZE w Polsce tkwi także w odmowach wydawania warunków przyłączenia nowych mocy. W celu zmiany sytuacji, niezbędne jest:

- a) zobligowanie operatorów sieci dystrybucyjnych do transparentnego przygotowania planów rozwoju sieci, dopasowanego do większego potencjału rozwoju OZE;
- b) umożliwienie współdzielenia przyłączenia sieciowego przez różne instalacje OZE (tzw. cable pooling);
- c) umożliwienie przyłączenia źródła OZE bezpośrednio do odbiorcy (linie bezpośrednie);
- d) dokładny przegląd infrastruktury sieciowej – tak, by ewentualne odmowy przyłączenia nowych instalacji wynikały z rzeczywistych zagrożeń dla pracy sieci, a nie teoretycznych przeciążeń określonych w analizach rozptylowych, które nie wpływają na bezpieczeństwo systemu.

W tym zakresie należy pozytywnie ocenić propozycje Komisji Europejskiej zobowiązujące operatorów sieci dystrybucyjnej i przesyłowej do regularnego raportowania z dostępnych mocy przyłączeniowych dla nowych instalacji w danym regionie.

3. Zapewnienie integralności i przejrzystości rynku energii elektrycznej

Rada popiera propozycje KE w zakresie rozszerzenia ram prawnych funkcjonujących obecnie w ramach Rozporządzenia REMIT i jego aktualizację w kontekście nowych wyzwań związanych z badaniem bieżących zdarzeń rynkowych, aby zapobiegać nadużyciom.

Należy także zapewnić zwiększenie uprawnień krajowych regulatorów oraz ACER w zakresie monitorowania rynku oraz dostosowanie ich do obowiązujących standardów prawnych na rynkach finansowych, w tym poprzez zdefiniowanie pojęcia nadużyć na rynku energii i zapewnienie regulatorom właściwych instrumentów prawnych do zapobiegania im.

4. Zwiększenie roli sygnałów lokalizacyjnych na rynku energii

Przy stale rosnącym udziale odnawialnych źródeł energii w Unii Europejskiej i zakładanej ich dominującej roli w strukturze wytwarzania energii elektrycznej – z ok. 70% udziałem OZE w produkcji energii w UE już w 2030 r. – **należy stopniowo dążyć do zwiększenia sygnałów lokalizacyjnych na hurtowym rynku energii elektrycznej. W propozycjach Komisji zabrakło odniesienia się do tego istotnego problemu. Jednym z rozwiązań jest stopniowe zwiększanie liczby stref cenowych.** W takim modelu, cena energii w określonej strefie byłaby w większym stopniu wynikową kosztu wytworzenia i dostarczenia do niej energii elektrycznej.

Ceny energii elektrycznej liczone w stopniowo zwiększanej liczbie coraz mniejszych stref, gwarantują wzmocnienie sygnałów cenowych odzwierciedlających potrzeby systemu elektroenergetycznego. Jest to efektywne ekonomicznie rozwiązanie, które znacznie ułatwi integrację OZE i magazynowania energii w systemie oraz ograniczy koszty rozbudowy sieci.

5. Aktywacja DSR i prosumentów

Propozycje Komisji w zakresie aktywacji strony popytowej, redukcji zużycia energii i promocji prosumentów należy ocenić pozytywnie. W kontekście DSR należy zwiększyć rolę strony popytowej poprzez włączenie jej do rynku hurtowego i bilansującego. Dodatkowo należy znieść geograficzne bariery dla agregatorów, które ograniczają potencjał DSR.

Należy zgodzić się z sugestią Komisji Europejskiej, że odbiorcy energii powinni mieć możliwość korzystania nie tylko z taryf dynamicznych promujących zmiany w profilu zużycia energii, ale także z taryf o stałej, gwarantowanej cenie. Ważną propozycją Komisji Europejskiej jest

ustalenie standardów i dopuszczenie stosowania przez operatorów dedykowanych urządzeń pomiarowych (submetering). Zwiększy to potencjał DSR, ułatwi jego rozliczenie i umożliwi rozdzielanie u odbiorców zasobów kontrolowalnych od niekontrolowalnych lub instalacji nie mogących uczestniczyć w mechanizmach mocowych lub elastyczności z innych powodów.

Jednocześnie należy dążyć do dalszego rozwoju energetyki prosumenckiej. W tym aspekcie, trzeba pozytywnie ocenić przedłużenie programu Mój Prąd w Polsce do końca 2023 r., w którym kontynuowane jest wsparcie dla instalacji fotowoltaicznych, pomp ciepła i magazynów energii. **Polska jest obecnie jednym z liderów w Europie w zakresie przyrostu nowych instalacji fotowoltaicznych i pomp ciepła i w dalszych latach powinna ugruntowywać swoją pozycję**, co pozwoli zwiększyć odporność na kryzysy paliwowe, poprawić jakość powietrza i zmniejszyć emisje CO₂.

6. Model wyznaczania cen energii w oparciu o koszty krańcowe

Rada popiera utrzymanie obecnego modelu rynku na rynkach krótkoterminowych opartego na wyznaczaniu cen energii przez jednostki o kosztach krańcowych w systemie – zamykające krzywą podaży i popytu. Nie widzimy alternatywy wobec takiego modelu rynku dla zapewnienia adekwatnych sygnałów cenowych i dysponowania źródłami wytwórczymi na rynkach krótkoterminowych.

Na dalszym etapie reformy rynku, w nowej kadencji instytucji UE, można rozważyć dużo dalej idące zmiany funkcjonowania rynków energii elektrycznej niż obecnie proponowana reforma (np. podział rynku spot na osobny rynek jednostek niskoemisyjnych niesterowanych oraz rynek jednostek sterowanych). Każda taka propozycja musi być jednakże poprzedzona gruntowną oceną wpływu na rynki energii, sygnały inwestycyjne oraz odbiorców.

7. Funkcjonowanie mechanizmów mocowych na rynku energii

Rynki mocy i inne mechanizmy mocowe w wielu krajach nadal będą odgrywać istotną rolę strukturalną zapewniając wystarczalność mocy wytwórczych do stabilizowania systemu coraz bardziej opartego na zmiennych odnawialnych źródłach energii. Ocena wystarczalności mocy w danym państwie członkowskim odbywa się na poziomie europejskim, we współpracy z krajowymi operatorami sieci przesyłowej. Istotną rolę powinna odgrywać efektywność energetyczna oraz poprawa elastyczności KSE poprzez dalszy wzrost roli DSR i magazynów energii. W tym względzie również trzeba zaplanować konkretne działania. Rynek mocy w Polsce powinien w większej mierze wspierać właśnie segmenty zapewniające bezemisyjną elastyczność KSE i nie powinien być skoncentrowany na budowie dużych konwencjonalnych źródeł wytwórczych.

Ponieważ brakuje planu budowy nowych niskoemisyjnych mocy zasadne może okazać się tymczasowe funkcjonowanie mechanizmów mocowych dla jednostek węglowych. **Będzie to jednak generować znaczące koszty dla społeczeństwa. Ewentualne przedłużenie wsparcia powinno być powiązane z precyzyjną ścieżką odstawienia jednostek węglowych (zgodnie z deklaracjami wytwórców zebranymi przez URE będzie to 80% jednostek do 2035 r.¹) oraz**

¹ INFORMACJA NA TEMAT PLANÓW INWESTYCYJNYCH W NOWE MOCE WYTWÓRCZE W LATACH 2022 – 2036, URE, luty 2023, <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/edukacja-i->

realnym planem uzupełniania bilansu mocy – poprzez konkretne, zapisane w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. cele budowy OZE, magazynów, jednostek gazowych (głównie kogeneracyjnych), co będzie ważnym sygnałem dla inwestorów. Rada popiera propozycje KEzwiązane z nałożeniem na państwa członkowskie obowiązków sporządzania planów rozwoju DSR oraz magazynów energii, a także rozwiązania mające na celu zwiększenie roli DSR w mechanizmach mocowych.

8. Utrzymanie limitów cen na rynku hurtowym dla instalacji inframarginalnych

Ewentualne utrzymanie limitów cen dla instalacji inframarginalnych powinno być brane pod uwagę jedynie w okresach kryzysowych związanych z ekstremalnie wysokimi cenami energii. W innym razie będzie ograniczało inwestycje w nowe moce. Okresy kryzysowe cen energii uruchamiające limity cenowe powinny być regulacyjnie zdefiniowane w ostatecznej reformie modelu rynku energii i ograniczone czasowo – tj. maksymalnie do jednego roku.

W wariantcie stosowania limitów cen w okresach kryzysowych, dla zapewnienia sprawiedliwej konkurencji na rynkach europejskich **powinno się stosować tożsame wielkości w całej UE**, a ewentualne różnice między krajami powinny mieścić się w możliwie wąskim zakresie cenowym, aby nie zaburzać rynku wewnętrznego energii elektrycznej. W przypadku obecnie funkcjonującego Rozporządzenia, państwa mogły bowiem stosować znacząco niższe limity cen niż 180 EUR/MWh, co mogłoby powodować zakłócenie konkurencji w przypadku strukturalnego stosowania tej interwencji w obecnym kształcie.

W przypadku jednostek wytwórczych opartych na węglu kamiennym, państwa członkowskie powinny mieć możliwość ustalenia odrębnego pułapu dochodów rynkowych jak w obecnym *Rozporządzeniu UE w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii*.

9. Mechanizmy ochronne dla odbiorców energii

Kraje członkowskie powinny mieć możliwość przedłużenia w okresach kryzysowych stosowania taryf dla gospodarstw domowych i MŚP ustalonych poniżej kosztów produkcji, jak w obecnie obowiązującym Rozporządzeniu UE 2022/1854. Tak wyznaczone taryfy powinny mieć określony czas funkcjonowania oraz limit zużycia energii, utrzymując zachęty do efektywności energetycznej. W tym zakresie, propozycja Komisji zezwalająca na takie ograniczone w czasie interwencje jest właściwa.

Dodatkowym elementem powinno być także kryterium dochodowe. Wsparcie co do zasady powinno być zorientowane na mniej zamożne gospodarstwa domowe, aby pozostali odbiorcy mieli impuls do oszczędzania energii.

Definicja okresu kryzysowego w zakresie poziomu cen energii, który uprawniałby do wprowadzenia takich regulacji powinna być zbieżna z definicją dotyczącą możliwości wprowadzenia awaryjnych limitów cen dla instalacji inframarginalnych.

Dodatkowo, należy w **większym stopniu wspierać polskich odbiorców energochłonnych, którzy borykają się z nadal wysokimi cenami energii elektrycznej i gazu ziemnego**. Aktualny rządowy mechanizm wsparcia w kwocie 5 mld PLN może być nieadekwatny do potrzeb krajowego przemysłu. Konieczne jest zaproponowanie mechanizmów systemowych dla utrzymania przemysłu energochłonnego w Polsce, w zgodzie z przepisami pomocy publicznej UE, w kontekście presji jaką wywiera nie tylko kryzys energetyczny, ale konkurencja innych globalnych gospodarek - Stanów Zjednoczonych i Chin. Konieczne jest stworzenie ułatwień dla przemysłu do korzystania z taniej energii OZE. Ważna jest modyfikacja systemów wsparcia efektywności energetycznej.

Jednocześnie, Komisja Europejska powinna zapewniać **utrzymanie równych zasad konkurencji branż energochłonnych w Europie** poprzez wstrzymanie wprowadzania subsydiów krajowych przez niektóre zamożniejsze państwa, które będą zaburzać konkurencję w Europie pod względem kosztów produkcji. Alternatywnym rozwiązaniem może być powołanie Europejskiego Funduszu Suwerenności z nowymi środkami UE, które mogłyby wesprzeć subsydia branż energochłonnych w mniej zamożnych państwach UE.