



## Dylematy reformy europejskiego rynku energii elektrycznej

Marianna Skoczek-Wojciechowska

Reforma rynku energii elektrycznej zaproponowana 14 marca br. przez Komisję Europejską (KE) jest częścią strukturalnej odpowiedzi na kryzys energetyczny. Kontynuuje tendencję dalszej integracji europejskiego rynku energii i dąży do zapewnienia stabilnych warunków rozwoju OZE. Ogłoszone w jej ramach projekty legislacyjne są obecnie negocjowane przez Parlament Europejski (PE) i Radę UE. Wyzwaniem pozostaje pogodzenie interesów państw UE, sektora elektroenergetycznego, inwestorów i konsumentów. Są niewielkie szanse na uwzględnienie ważnych z perspektywy Polski postulatów przedłużenia funkcjonowania rynku mocy.

Ostatnia rewizja unijnego prawodawstwa energetycznego, która miała miejsce w 2019 r. w ramach [pakietu Czysta energia dla wszystkich Europejczyków](#), wzmocniła wspólnotowe ramy zarządzania polityką energetyczną zgodnie z założeniami unii energetycznej i [Europejskiego Zielonego Ładu](#). Kryzys energetyczny zapoczątkowany latem 2021 r. pokazał jednak, jak bardzo konsumenci i przemysł są narażeni na gwałtowny wzrost cen energii elektrycznej (w hurcie wzrosły z około 180 euro za MWh w maju ub.r. do najwyższego poziomu – ponad 400 euro MWh – w sierpniu ub.r.). W odpowiedzi członkowie Unii i KE [przyjęli szereg rozwiązań krótkoterminowych](#), by załagodzić jego bezpośrednie skutki. Genezy problemu UE dopatrywała się nie tylko w [manipulacjach Gazpromu na rynku gazu](#), ale też w strukturze europejskiego rynku energii elektrycznej (m.in. niewystarczające środki ochronne dla odbiorców w razie nagłych skoków cen energii, zbyt duży wpływ paliw kopalnych na ceny). Doprowadziło to do próby wspólnotowego skoordynowania działań regulacyjnych przez KE.

**Cele i założenia.** Reforma obejmuje dwie propozycje legislacyjne – jedna dotyczy struktury rynku energii elektrycznej (EMD), a druga – ochrony przed manipulacjami na hurtowym rynku energii (REMIT). Dążą one do poprawy ochrony konsumentów, wydajności i bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego i optymalizacji poziomu inwestycji. Stanowią też próbę przygotowania UE do wyzwań

transformacji energetycznej (tzw. 3D: dekarbonizacja, digitalizacja, decentralizacja). Głównym założeniem reformy jest zwiększenie możliwości łagodzenia wahań cen energii elektrycznej na rynkach krótkoterminowych za pomocą szerszego stosowania umów długoterminowych. Ma to na celu zmniejszenie uzależnienia rachunków konsumentów i przedsiębiorstw od krótkoterminowych wahań cen, które często są powiązane z cenami paliw kopalnych. Projekt KE zachowuje jednak podstawowe zasady funkcjonowania rynku energii elektrycznej, zwłaszcza mechanizmu wyznaczania cen na rynkach krótkoterminowych.

Reforma zakłada też wsparcie rozbudowy elastyczności systemu elektroenergetycznego poprzez m.in. szersze wykorzystywanie magazynów energii. Istotnym elementem jest zwiększenie przejrzystości działalności operatorów sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oferujących moce przyłączeniowe dla prosumentów (odbiorców końcowych wytwarzających zarazem energię elektryczną z OZE za pomocą mikroinstalacji, np. fotowoltaicznej). Pozycję konsumentów mają też poprawić lepsze zachęty do powstawania społeczności energetycznych (lokalnych stowarzyszeń, których głównym celem jest produkcja energii na własny użytek i na sprzedaż), do konsumpcji własnej i współdzielenia energii odnawialnej (tzw. *cable pooling*, czyli umożliwienie współdzielenia przyłączenia sieciowego przez różne instalacje OZE).

By zapewnić bezpieczne dochody dla firm inwestujących w OZE i inne technologie niskoemisyjne, np. elektrownie atomowe, ale też uniknąć nadmiarowych zysków w okresach wysokich cen, reforma precyzuje dostęp do umów długoterminowych – kontraktów różnicowych (Contracts for Difference, CfD) i umów zakupu energii elektrycznej (Power Purchase Agreements, PPA). W przypadku CfD (umów, w ramach których wytwórcy energii inwestujący w nowe moce produkcyjne otrzymują od państwa z góry uzgodnioną cenę za energię elektryczną) KE zaproponowała, by ich stosowanie było dobrowolne dla nowych instalacji niskoemisyjnych, chyba że korzystają z pomocy publicznej. Natomiast w sytuacji, gdy cena rynkowa jest wyższa niż ustalona w ramach umowy różnicowej, operator będzie musiał zwrócić państwu nadwyżkę przychodów. W przypadku PPA z kolei KE proponuje wprowadzenie gwarancji odbioru przez państwo energii po cenach rynkowych w przypadku braku płaćności przez odbiorcę.

**Wyzwania.** Propozycje KE są ostrożnym kompromisem między postulatami zwolenników odgórnej przebudowy struktury rynku (m.in. Hiszpanii i Francji) a państw przywiązanych do prymatu mechanizmów rynkowych (m.in. Niemiec, Danii, Finlandii, Holandii). Znalezienia porozumienia nie ułatwia fakt, że negocjacje toczą się pod presją czasu wynikającą ze zbliżających się [wyborów do Parlamentu Europejskiego \(PE\) w 2024 r.](#) Szwedzka prezydencja dołożyła starań, by osiągnąć ogólne porozumienie do końca czerwca br., jednak bez powodzenia. Nadal otwarte pozostają trzy kluczowe wątki reformy: kontrakty różnicowe – w tym zakres ich stosowania i kierunek wydatkowania pozyskanych z nich przychodów, limity cen energii elektrycznej i możliwości ich dalszego stosowania dla zasilania krajowych budżetów oraz mechanizmy mocowe – wydłużenie możliwości korzystania do końca 2028 r. ze wsparcia elektrowni węglowych w ramach rynku mocy z lipca 2025 r. Negocjacje kontynuuje rozpoczynająca się prezydencja hiszpańska.

Sprzeczne interesy państw członkowskich wynikają z [różnic w ich miksach energetycznych](#). Dla przykładu Niemcy sprzeciwiają się propozycjom Francji (wspieranej przez grupę państw przychylnych energii atomowej), by umożliwić wprowadzenie kontraktów różnicowych dla istniejących elektrowni jądrowych. Argumentują, że dodatkowe wsparcie tego typu zaburzy europejski rynek energii, pozwalając zagwarantować niższe taryfy dla przemysłu i przewagę konkurencyjną Francji.

Polskim postulatem jest przedłużenie do 2028 r. rynku mocy, w ramach którego państwo mogłoby wspierać instalacje konwencjonalne. Uzasadnieniem jest bezpieczeństwo energetyczne (w tym konieczność zagwarantowania zapasu mocy, by móc kryzysowo wspierać Ukrainę). Kraje z obozu interwencjonistów, np. Hiszpania, są co do zasady

przychylnie utrzymaniu rynku mocy jako rozwiązania strukturalnego, ale wydłużenie instrumentu dla jednostek węglowych o emisyjności 550 g CO<sub>2</sub>/kWh, o co zabiega Polska, spotyka się ze sceptycyzmem. Szczególnie krytyczni wobec możliwej derogacji dla Polski byli przedstawiciele Niemiec, Luksemburga, Holandii, Danii, Portugalii i Belgii, uznając ją za sprzeczną z założeniami dekarbonizacji.

W kontekście nakładów inwestycyjnych na transformację energetyczną, jakie ponosi sektor energetyczny, jego postulaty były ważnym elementem w dyskusji. Branża – od wytwórców po przedsiębiorstwa obrotu energią – jest przeciwna przedłużeniu zasady pułapu dochodów (wprowadzonej w październiku 2022 r. i obowiązującej do końca czerwca 2023 r.) dla wytwórców i przeznaczeniu nadwyżki zysków na pomoc dla odbiorców. Argumentuje, że limity cen przekierują do odbiorców środki potrzebne na inwestycje (m.in. w rozbudowę sieci elektroenergetycznych) i utrzymają nieuzasadnioną poza kryzysem niepewność regulacyjną. Część państw (w tym Polska) zabiega z kolei, by wydłużyć o rok, do 30 czerwca 2024 r., możliwość nakładania przez państwa podatku od nadmiarowych zysków (powyżej 180 euro za MWh) na producentów energii.

**Wnioski i perspektywy.** Propozycja KE jest szansą na wzmocnienie rynków długoterminowych i przyspieszenie transformacji energetycznej. Mimo zachowawczego charakteru stwarza większe zachęty dla zawierania umów długoterminowych, bez nadmiernej ingerencji w strukturę rynków krótkoterminowych.

Kluczowe znaczenie dla sukcesu proponowanych zmian będzie miało to, do jakiego stopnia uda się pogodzić interesy państw członkowskich, inwestorów i konsumentów. Przyszła struktura rynków energii elektrycznej może stać się narzędziem w sprawiedliwym rozłożeniu kosztów i korzyści modernizacji systemu elektroenergetycznego. W pierwszej kolejności należy jednak w pełni wdrożyć na szczeblu krajowym uzgodnione wcześniej przepisy, w tym pakiety Czysta energia czy REPowerEU. Wadą reformy jest jednak szybkie tempo jej procedowania, które nie pozwala na szeroko zakrojoną analizę skutków poszczególnych rozwiązań.

Polskim postulatem sprawiedliwej transformacji i bezpieczeństwa energetycznego w ramach rynku mocy trudno będzie znaleźć szerokie poparcie. Oznaczać to może trudności z utrzymaniem po 2025 r. części sterowalnych mocy węglowych do czasu zastąpienia ich innymi technologiami. W ramach koalicji państw przychylnych energetyce jądrowej warto z kolei kontynuować wysiłki na rzecz neutralności technologicznej, którą silnie popierają państwa wykorzystujące energię jądrową lub zamierzające w przyszłości włączyć ją w swój miks energetyczny, w tym Polska.