

Jednym z głównych celów reformy jest zapewnienie prywatnym i biznesowym odbiorcom większej stabilności cen energii elektrycznej. Oczekuje się, że uchroni to konsumentów przed skokami cen i sprawi, że ceny energii elektrycznej będą mniej zależne od zmiennych cen paliw kopalnych.

# NOWE ROZDANIE

Reforma EMD a rynek polski

Krzysztof Fal, Renata Rożek



NOWE ROZDANIE. Reforma EMD a rynek polski

Autorzy:

Krzysztof Fal

Renata Rożek



Fundacja Warszawski Instytut Studiów Ekonomicznych i Europejskich

ul. Królewska 2/26

00-065 Warszawa

[www.wise-europa.eu](http://www.wise-europa.eu)

Projekt okładki, skład, łamanie: Studio graficzne TEMPERÓWKA s.c.

Kopiowanie i rozpowszechnianie może być dokonane za podaniem źródła.

© Copyright by WiseEuropa – Fundacja Warszawski Instytut Studiów Ekonomicznych i Europejskich, Warszawa, 2024

ISBN 978-83-67829-29-8

# NOWE ROZDANIE

## Reforma EMD a rynek polski

Krzysztof Fal, Renata Rożek





## Wstęp

- W następstwie znaczących zmian geopolitycznych i globalnych wyzwań krajobraz energetyczny w Unii Europejskiej (UE) przechodzi fazę przyspieszonej transformacji. Zakłócenia wywołane pandemią w połączeniu z napięciami geopolitycznymi wpływającymi na dostawy energii, a także wystąpienie kryzysu energetycznego, ujawniły krytyczną potrzebę stworzenia odpornego, elastycznego i zrównoważonego rynku energii elektrycznej. Dodatkowo dotychczasowe obserwacje tworzenia wspólnego modelu rynkowego w UE wskazują, że istniejąca struktura rynku energii elektrycznej wymaga kompleksowej reewaluacji. Legislacja budowana przez lata generalnie wskazuje na pozytywne trendy ujednoczenia rynku energii w UE. Jednak nadal brakuje spójnej wizji i podejścia systemowego, które uwzględniałyby potrzeby wynikające z włączania rozproszonych i odnawialnych źródeł energii (dalej: OZE). Wyraźnie widać również, że na tej scenie potrzeba nowych aktorów, takich jak prosumenci i społeczności energetyczne. Osiągnięcie jednolitego i zintegrowanego rynku wiąże się także z wyzwaniami i rozbieżnościami w stopniu harmonizacji wspólnej polityki energetycznej poszczególnych państw członkowskich.
- Niniejszy raport stanowi podsumowanie i ocenę nowego modelu rynku energii w UE, który przedstawiono w najnowszej propozycji reformy Energy Market Design (EMD). Model ten jest odpowiedzią na niedoskonałości obecnej struktury rynku i pilną potrzebę opracowania przyszłościowej wizji rozwoju. Uzgodniona reforma – przedstawiona przez Komisję Europejską w marcu 2023 roku, a niedawno sfinalizowana – ma istotne konsekwencje dla konsumentów, adaptacji rynkowej energii odnawialnej i konkurencyjności sektora przemysłowego UE. Jednym z głównych celów reformy jest zapewnienie prywatnym i biznesowym odbiorcom większej stabilności cen energii elektrycznej. Oczekuje się, że uchroni to konsumentów przed skokami cen i sprawi, że ceny energii elektrycznej będą mniej zależne od zmiennych cen paliw kopalnych. Zajmując się zmiennością cen spowodowaną czynnikami takimi jak kryzys gazowy, UE stara się dostosować sektor energetyczny i stworzyć bardziej odporny i konkurencyjny krajobraz przemysłowy. Co więcej, reforma ma na celu zwiększenie wykorzystania OZE w ramach trwającej transformacji. W ten sposób wpisuje się w szersze wysiłki UE na rzecz przeciwdziałania zmianom klimatycznym i promowania przyjaznych dla środowiska rozwiązań energetycznych.
- W tym ujęciu prezentowany raport nie tylko wyjaśnia propozycję nowego modelu rynku energii elektrycznej, ale także oferuje konkretne rekomendacje dla organów regulacyjnych zarówno w Polsce, jak i w Unii Europejskiej. Przedstawiając kompleksową wizję i szczegółowy plan proponowanych zmian, chcemy przyczynić się do rozwoju wspólnego, konkurencyjnego i zrównoważonego rynku energii elektrycznej, który sprosta wyzwaniom XXI wieku. Analiza przedstawiona w niniejszym dokumencie ma na celu poprowadzenie decydentów, interesariuszy i szerszej opinii publicznej w kierunku wspólnego zrozumienia zmian wymaganych do kształtowania przyszłości energetyki w UE.



## Streszczenie

- Celem reformy EMD było wprowadzenie systemowych form zabezpieczenia europejskiego rynku energii przed kryzysami energetycznymi w przyszłości. Ostateczny kształt reformy został istotnie ograniczony względem wcześniejszych zapowiedzi Komisji Europejskiej oraz niektórych państw członkowskich.
- Wprowadzone w pakiecie zmiany legislacyjne, w tym w zakresie przesądzenia w sprawie formy wsparcia dla nowych mocy czy kwestii lepszego zabezpieczenia pozycji przez dostawców, stanowią bardziej kontynuację dotychczasowego kierunku kolejnych europejskich „pakietów energetycznych”. Na utrzymanie dotychczasowego kierunku regulacji wskazuje również to, że ważne miejsce w pakiecie zajmują kwestie współpracy między państwami członkowskimi oraz łączenia rynków.
- Powrót kwestii bardziej szczegółowego regulowania sytuacji odbiorców końcowych należy traktować jako wydarzenie incydentalne, spowodowane kryzysem energetycznym.
- W konsekwencji dość wąskiego zakresu zmian pakiet nie będzie również stanowił rewolucji dla polskiego systemu elektroenergetycznego. Nie oznacza to jednak braku jego wpływu na sytuację polskich przedsiębiorstw czy odbiorców końcowych:
  - **Wskazanie kontraktów różnicowych jako domyślnej formy wsparcia dla nowych mocy wytwórczych:** kwestia systemów wsparcia dla nowych mocy wytwórczych była jednym z głównych przedmiotów negocjacji w pakiecie. Z perspektywy Polski wpływ regulacji należy rozpatrywać w kontekście:
    - systemu wsparcia dla OZE: w tym zakresie nowe regulacje nie wprowadzają bardzo istotnych zmian. Od 2016 roku polski system wspierania rozwoju energetyki odnawialnej oparty jest na kontraktach różnicowych;
    - system wsparcia dla mocy jądrowych: wprowadzone przepisy pakietu energetycznego mogły mieć istotny wpływ na ostateczną decyzję Rządu w sprawie systemu wsparcia dla energetyki jądrowej w Polsce. O ile wcześniej trwała dyskusja nad kilkoma możliwymi modelami (Mankala, SaHo, RAB), o tyle brzmienie przepisów jednoznacznie przesądziło o konieczności zastosowania systemu wsparcia opartego na kontraktach różnicowych. Z wcześniejszych informacji nieoficjalnych wynikało, że Rząd rozważa przyjęcie takiego właśnie mechanizmu, a po uchwaleniu nowych przepisów stało się to pewne.
  - **Kontrakty PPA dla energii z odnawialnych źródeł:** w ostatnich latach, w dużej mierze za sprawą kryzysu energetycznego, ale również w związku z niedostatecznym poziomem i tempem dekarbonizacji „dużej energetyki”, kontrakty PPA stawały się realną alternatywą dla publicznego systemu wsparcia dla OZE. Nowe regulacje unijne, które mają na celu m.in. zlikwidowanie niepewności na rynku PPA, będą wspierały ten trend. W konsekwencji wzrost znaczenia kontraktów bilateralnych powinien zostać odnotowany również w szykowanych obecnie strategicznych dokumentach rządowych w sprawie polityki energetycznej. Rozwojowi PPA może również służyć zniesienie obliiga giełdowego w Polsce, niemniej należy mieć na uwadze zapowiedzi nowego Rządu w sprawie zamiaru przywrócenia tej instytucji w polskim porządku prawnym.
  - **Rozwój lokalnej energetyki & współdzielenia lokalnego:** na tle innych państw regionu polski model decentralizacji energetyki (klastry, spółdzielnie energetyczne itp.) rozwija się



stosunkowo szybko. Pomimo pewnych niedostatków polskiego systemu wsparcia oraz niejednokrotnie mało czytelnych regulacji dotyczących formy zarządzania takimi instytucjami, od jakiegoś czasu można zaobserwować rozwój kolejnych inicjatyw. Regulacje europejskie, które wprowadzają dodatkowe formy współpracy, powinny dalej wspierać rozwój tego rodzaju inicjatyw. Warto jednak odnotować, że opóźnienia w implementacji poprzednich regulacji dotyczących energetyki rozproszonej stanowiły jeden z czynników stanowiących barierę dla rozwoju inicjatyw lokalnych. Ponadto w niektórych kręgach wciąż trwają rozmowy w sprawie zakresu oraz sposobu nakładania obowiązków w kwestii bilansowania na energetykę lokalną (i prosumentów), które powinny się jak najszybciej zakończyć w celu odblokowania potencjału tej energetyki.

- **Zwiększanie wymiany międzysystemowej a współpraca regionalna:** kwestie transgraniczne pozostają w Polsce jednym z największych wyzwań. Wynika to po części z charakterystyki parku wytwórczego w Polsce (stare bloki z ograniczonym potencjałem w zakresie redukcji/zwiększenia generacji) oraz założeń polityki energetycznej, które opiera się na samodzielnej zdolności do pokrywania zapotrzebowania na energię elektryczną (i moc). Nowe regulacje europejskie wraz z postępującą dalszą integracją rynków energii będą nakładały na polskiego operatora systemu przesyłowego nowe wyzwania z tym związane.
- **Bilansowanie:** prócz wskazywanych wcześniej kwestii bilansowania lokalnych form współpracy oraz prosumentów kolejnym wyzwaniem czekającym Polskę w następnych latach jest zapewnienie efektywniejszego mechanizmu bilansowania systemu przesyłowego, szczególnie w związku ze spodziewanym i zapowiedzianym przez stronę rządową dynamicznym wzrostem udziału OZE w systemie. Kwestie podziału stref bilansujących wewnątrz Polski lub innych alternatywnych form bilansowania, będą stanowiły jedno z kluczowych wyzwań przed polskim systemem przesyłowym. Tutaj w szczególności należy wziąć pod uwagę to, że:
  - Polska miała istotne opóźnienie we wprowadzeniu bilansowania 15-minutowego, co nastąpiło wraz z przyjęciem nowego rozporządzenia systemowego oraz zmianami na rynku bilansującym – w celu przyspieszenia transformacji oraz utrzymania jak najwyższego stopnia jego odporności, wdrażanie kolejnych innowacji w tym zakresie powinno nastąpić znacznie szybciej;
  - pomimo obowiązków wynikających z aktów prawnych przyjętych w 2019 roku w Polsce wciąż nie zostały w pełni wdrożone usługi systemowe na poziomie OSD niezwiązane z częstotliwością. Brak tego rodzaju rozwiązania powinien zostać jak najszybciej usunięty. Warto przy tym zauważyć, że nowe regulacje europejskie wprowadziły nowe obowiązki w zakresie zwiększenia elastyczności systemu (w tym rozważenie systemu wsparcia dla źródeł elastyczności nieopartych na paliwach kopalnych). Opóźnienia w tym zakresie powinny być jak najszybciej wyeliminowane;
  - rozważany jako jeden ze sposobów zapewnienia większej elastyczności systemu program 200+ nie doczekał się wciąż wdrożenia. Brak również informacji na temat tego, czy program będzie dalej realizowany, czy z przyczyn finansowych lub organizacyjnych pozostał porzucony. Z nieoficjalnych informacji wynika, że integracja zmodernizowanych bloków napotkała istotne trudności techniczne, jednak brak czytelnego komunikatu ze strony Rządu i operatora systemu przesyłowego stanowi o pewnym stanie „zawieszenia”.



- **Rynek Mocy:** nowe regulacje wprowadziły kilka istotnych zmian w zakresie funkcjonowania rynków mocy w państwach członkowskich:
  - przedłużenie możliwości wsparcia dla energetyki węglowej: jedno z kluczowych postulatów Rządu Polski w dyskusjach dot. rynku mocy. Możliwość przedłużenia wsparcia dla bloków emisyjnych ma istotne znaczenie dla ograniczenia ryzyk związanych z tzw. luką mocową. Jednocześnie dla uzyskania derogacji konieczne jest przedstawienie planu zastępowania bloków emisyjnych, co stanowić będzie kluczowe wyzwanie z punktu widzenia Polski;
  - państwa członkowskie stosujące rynek mocy powinny również rozważyć dostosowanie tych mechanizmów w taki sposób, by wspierały one rozwój nieemisyjnych źródeł stabilności. Ostatnie aukcje rynku mocy wskazały, że mechanizm ten odpowiednio reaguje na oferty magazynów czy DSR, jednak konieczny jest gruntowny przegląd mechanizmu w taki sposób, by maksymalnie wykorzystać potencjał w tym zakresie. Planowana na 2024 rok rewizja rynku mocy może stanowić dobrą okazję do przeprowadzenia również takiej analizy.

Jak większość zmian w otoczeniu regulacyjnym na poziomie Unii Europejskiej, tak i najnowsza reforma rynku stanowi szansę dla likwidacji niektórych ograniczeń dla rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce. Kluczowe w tym zakresie jest przeprowadzenie odpowiednich analiz, ale przede wszystkim sprawne wdrażanie nowych przepisów oraz umożliwienie wszystkim adresatom tych norm korzystanie z nowych możliwości jak najszybciej. Poprzednie doświadczenia w zakresie wdrażania europejskich regulacji do krajowego porządku prawnego wskazuje, że administracja publiczna powinna jak najszybciej przystąpić do opracowywania analiz oraz wdrażania przepisów, tak by czas dany na ich implementację nie był zagrożony.





## Konstrukcja raportu i metodologia

W pierwszej kolejności w raporcie omówione zostaną główne obszary rynku energii elektrycznej w dotychczasowych reformach (tj. w reformach do czasu przyjęcia elementów Pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”). Mając na uwadze obszerność niniejszego raportu oraz fakt, że jego celem jest koncentrowanie się przede wszystkim na obecnie trwających reformach rynku oraz potencjalnym kierunku rozwoju tego rynku, niniejszy rozdział zostanie ograniczony do omówienia pięciu obszarów rynku energetycznego w Unii Europejskiej skoncentrowanego wokół tzw. Wymiarów Unii Energetycznej, tj.:

- wewnętrznego rynku energii, w tym przede wszystkim kwestii związanych z konkurencją i liberalizacją rynków energii;
- bezpieczeństwa dostaw energii (elektrycznej, ale również w kontekście dostaw gazu ziemnego do państw członkowskich, co jednak znajduje się poza zakresem niniejszego raportu);
- efektywności energetycznej,
- obniżenia emisji,
- innowacji.

Odwołanie się do wymiarów Unii Energetycznej ma na celu zarówno kompleksowe odniesienie się do opisu historycznych przemian na rynku energii Unii Europejskiej, jak również stworzenie ram do przeprowadzenia odpowiedniej oceny nowych inicjatyw legislacyjnych instytucji europejskich w zakresie dalszego reformowania rynków energii. Osadzenie rozważań w ramach określonych przez Unię Energetyczną koresponduje również z celami i obowiązkami nałożonymi na państwa członkowskie w rozporządzeniu ws. Zarządzania Unią Energetyczną<sup>2</sup>, które wyznacza kluczowe obszary rozwoju rynku, a więc pozwala też na odpowiednio dokładne opisanie zmian zachodzących na tym rynku zarówno przed formalnym przyjęciem założeń dla unii energetycznej, jak również późniejszych. Należy zauważyć jednak, że podział między poszczególnymi obszarami niejednokrotnie ma charakter płynny, przede wszystkim instytucje przyjmowane w jednym z tych obszarów mogą również prowadzić do realizacji celów innego obszaru (tak np. niemożliwe jest wskazanie wyraźnego i sztywnego rozgraniczenia pomiędzy kwestiami liberalizacji sektora a promowaniem rozwoju wymiany transgranicznej energią elektryczną). Jednocześnie powyższe obszary stanowią również przedmiot regulacji procedowanej obecnie reformy rynku energii, co pozwoli na bardziej kompleksowe odniesienie poszczególnych propozycji zmian zawartych w tej reformie do historycznych zmian na rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej.

Pierwszy ze wskazanych obszarów – „**wewnętrzny rynek energii**” – to bardzo złożone określenie, do którego zaliczyć można zarówno kwestie związane z rozwojem konkurencji na rynkach europejskich, jak również kwestie np. handlu między państwami członkowskimi. Pośród kluczowych regulacji zajmujących się kwestiami rozwoju konkurencji należy zwrócić szczególną uwagę na dwie, wprowadzone już w pierwszych etapach tworzenia się ram prawnych dla wspólnego rynku energii, tj. rozdzielności działalności infrastrukturalnej od działalności

1 Pakiet legislacyjny ogłoszony przez Komisję Europejską w 2016 roku, którego celem było przeprowadzenie gruntownej reformy europejskiego rynku energii elektrycznej, dalej zwany Pakietem „Czysta Energia”.

2 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylecia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013.



komercyjnej (tzw. *unbundling*) oraz niejako powiązane z tym zagadnieniem kwestie dotyczące zapewnienia stronom trzecim dostępu do infrastruktury (zasada *third party access, TPA*)<sup>3</sup>. Innym istotnym aspektem związanym ze zwiększaniem konkurencji jest zapewnienie mechanizmów rynkowego wyceniania energii elektrycznej, w tym przede wszystkim odpowiedniego sposobu wyceniania kosztu energii w sytuacji jej niedoboru w systemach elektroenergetycznych. W zakresie tej drugiej kategorii należy zwrócić uwagę przede wszystkim na dwa rodzaje regulacji. Pierwsze z nich mają na celu umożliwienie odbiorcom końcowym swobodny wybór dostawcy, na podstawie m.in. oferowanej ceny energii elektrycznej czy jakości świadczonych usług<sup>4</sup>. Z drugiej strony legislacja europejska w coraz większym stopniu dąży do zagwarantowania, że cena energii elektrycznej będzie również odzwierciedlała sytuację jej niedoboru w systemie (tzw. *scarcity pricing*). Celem mechanizmów „wyceniania” niedoboru mocy jest wsparcie systemów elektroenergetycznych w sytuacjach stresowych w powrocie do równowagi między popytą a popytem na energię elektryczną<sup>5</sup>. Kwestia wprowadzania *scarcity pricing* stanowi również ciekawy przykład ewolucji otoczenia regulacyjnego dla rynku energii w Unii Europejskiej, gdzie kluczowe kwestie w coraz większym stopniu regulowane są w aktach prawnych o charakterze innym niż legislacyjny<sup>6</sup>.

Drugim obszarem reform rynków energetycznych są kwestie **bezpieczeństwa dostaw**. Bezpieczeństwo dostaw w przypadku energii elektrycznej sprowadza się z jednej strony do zapewnienia przez operatorów systemów elektroenergetycznych odpowiednich rezerw mocy w systemie, tak by nawet istotne podwyższenie zapotrzebowania na energię elektryczną (lub w przypadku niespodziewanej niezdolności danej jednostki wytwórczej – dostarczenie energii elektrycznej do systemu) nie skutkowało ograniczeniami w dostawach do odbiorców końcowych, tj. nie powodowało istotnych skutków w pozostałych obszarach gospodarki. Historycznie patrząc, włączenie kwestii bezpieczeństwa jako jednego z wymiarów Unii Energetycznej było przede wszystkim łączone z kwestiami dostaw gazu ziemnego do Unii Europejskiej<sup>7</sup>. Do niedawna głównym dostawcą tego surowca do UE był podmiot niejednokrotnie wykorzystujący swoją pozycję do osiągnięcia politycznych celów swoich i swoich mocodawców. Niemniej już w Pakiecie „Czysta Energia” wprowadzono istotne rozwiązania mające na celu zwiększenie elastyczności systemu, a także ewentualne uzupełnienie niedoborów mocy. Wśród pierwszych instrumentów warto wskazać m.in. promowanie usług elastyczności w systemach elektroenergetycznych (przede wszystkim na poziomie sieci dystrybucyjnych), nakładanie na wszystkich operatorów systemów obowiązku rozbudowy sieci czy określenie wspólnych zasad w zakresie bilansowania systemów elektroenergetycznych w Unii Europejskiej. Drugą kategorię instrumentów stanowią instrumenty przyznawane operatorom systemów w celu zapewnienia

3 Więcej na temat liberalizacji rynku poprzez wprowadzanie regulacji nakierowanych na ograniczenie przewagi konkurencyjnej przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo por. np. M. Sadowska, *Wypłatać koncerny z sieci – unbundling w energetyce*, „Europejski Przegląd Sądowy” 2008/9 str. 32–38.

4 <https://fsr.eu.eu/regulated-sale-prices/> (dostęp 26.04.2024).

5 Temat wprowadzania modelu mechanizmu *scarcity pricing*, który pozwoli na ograniczenie amplitudy skoków cen energii, omówiony został przez A. Papavasiliou i in., *Implementation of scarcity pricing without co-optimization in Eenergy energy-only balancing ma, erts*, „Utilities Policy”, 81/2023.

6 Kwestie związane ze *scarcity pricing* stanowią również dobry przykład przenikania się różnych obszarów, które omawiane są w niniejszym podrozdziale. Jak wskazuje A. Papavasiliou i inni w przywoływanej publikacji, jednym z czynników wpływających na wycenę niedoborów w systemie może być kwestia uwzględniania, lub nieuwzględniania, kosztów uruchomienia rezerwy przez operatorów systemów przesyłowych. Więcej: A. Papavasiliou et al., *Implementation of scarcity pricing ...*, str. 3.

7 Jakkolwiek instrumenty mające zagwarantować ciągłość dostaw energii elektrycznej można wyróżnić również w legislacji dedykowanej rynkowi energii elektrycznej – przykładem takich regulacji są przepisy dyrektywy z 2009 r. przewidujące możliwość nałożenia dodatkowych obowiązków na niektóre przedsiębiorstwa energetyczne, monitoring bezpieczeństwa i funkcjonowania systemu na poziomie Unii Europejskiej, czy procedura przetargowa, uwzględniająca kwestie bezpieczeństwa, na nowe moce wytwórcze.



możliwości szybkiej reakcji w przypadku nadmiaru lub niedomiaru energii lub mocy w systemach<sup>8</sup>. Jednym z powszechnie znanych instrumentów są mechanizmy mocowe, których zasady funkcjonowania zostały określone w Rozporządzeniu 2019/943, ale warto zauważyć i inne instrumenty, które już wcześniej były do dyspozycji operatorów, takich jak możliwość redysponowania mocy wytwórczych<sup>9</sup>.

Dwa kolejne wymiary unii energetycznej omawiane w tym podrozdziale – **obniżenie emisyjności** (polityka dekarbonizacyjna) oraz **efektywność energetyczna** – z racji na wysokie pokrewieństwo **często rozważane są łącznie**. Powyższe uzasadnione jest również z racji na funkcjonowanie w obrocie prawnym aktów legislacyjnych dotyczących tych zagadnień na poziomie Unii Europejskiej, tj. Dyrektywy ws. Efektywności energetycznej<sup>10</sup> oraz liczne akty związane z realizacją polityki klimatycznej przez UE, takie jak Dyrektywa EU ETS<sup>11</sup> czy Dyrektywa ws. promowania wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych<sup>12</sup>. W kontekście tych dwóch wymiarów warto wskazać, że przez pewien okres wprowadzane rozwiązania w tych obszarach stanowiły następstwo politycznych decyzji podejmowanych przez Radę Europejską skupiającą najwyższych przedstawicieli władz państwowych każdego państwa członkowskiego<sup>13</sup>. W konsekwencji regulacje dotyczące tych sektorów zwyczajowo koncentrują się na określeniu liczbowego celu do osiągnięcia (takiego jak np. obniżenie zużycia energii czy wzrost udziału OZE w miksie energetycznym lub transporcie), a kształt regulacji w dużej mierze odzwierciedla rozstrzygnięcia polityczne Rady Europejskiej. Zasadniczo aspekt ten nie został objęty zakresem raportu.

Ostatnim wymiarem jest kwestia **innowacji oraz badań i rozwoju**. Podobnie jak w przypadku obszarów dotyczących „obniżenia emisyjności” oraz „efektywności energetycznej” wymiar ten ma charakter holistyczny i polityki w tym zakresie przecinają się często z politykami dotyczącymi pozostałych wymiarów. Kwestie związane z rozwojem innowacyjnych rozwiązań regulowane są zarówno w aktach prawnych dotyczących funkcjonowania rynku energii elektrycznej, jak również w tych, które odnoszą się do powołania celowych funduszy wspierających rozwój innowacyjnych rozwiązań w sektorze energetycznym. Wśród tych pierwszych rozwiązań można wymienić m.in. kwestie związane z instalacją inteligentnych liczników, kwestie agregacji energii czy wspomniane wcześniej kwestie stosowania rozwiązań zwiększających elastyczność funkcjonowania systemów przesyłowych i dystrybucyjnych. Druga kategoria rozwiązań polega na

- 
- 8 W trakcie kryzysu energetycznego w sezonie grzewczym 2022/23 pojawiały się głosy w sprawie możliwości wykorzystania mechanizmów mocowych na potrzebę ograniczenia wzrostu cen energii dla jej odbiorców. Z ankiety przeprowadzonej przez Florencką Szkołę Regulacji (FSR EU) wynika jednak, że większość osób biorących udział w ankiecie opowiedziała się za rozdziałem kwestii związanych z regulacją cen energii a kwestiami bezpieczeństwa. Więcej: <https://fsr.eu.eu/energy-prices-and-the-dimensions-of-the-current-market-design/> (dostęp 26.04.2024). Pomimo wyniku wyraźnie rozgraniczającego dwa obszary dyskusja w sprawie wykorzystania mechanizmów mocowych dla potrzeb regulowania cen energii elektrycznej stanowi bardzo dobry przykład wcześniejszej tezy dot. wzajemnego przenikania się różnych obszarów omawianych w tym raporcie.
- 9 Kwestie wpływu coraz większej integracji systemów elektroenergetycznych państw członkowskich w europejski system elektroenergetyczny, również w kontekście zwiększającego się udziału energii z odnawialnych źródeł, stanowiły przedmiot analizy K. Van den Bergh i in., *Redispatching in an interconnected electricity system with high renewable penetration*, „KU Luven TME Working Paper – Energy and Environment”, styczeń 2015.
- 10 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE.
- 11 Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE.
- 12 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.
- 13 Taka sytuacja miała miejsce m.in. przy określaniu celów 3x20%, tj. celu redukcji emisji o 20%, 20% udziału OZE czy ograniczenia zużycia energii o 20%. Zmiana paradygmatu, w którym to w pierw szefowie rządów państw członkowskich określają cele w zakresie polityki klimatycznej, miała miejsce przy okazji przyjęcia przez Komisję Europejską pakietu „Gotowi na 55” czy Europejskiego Prawa Klimatycznego, gdzie Komisja Europejska zaproponowała osiągnięcie celów z obszaru polityki klimatycznej bez wcześniejszego formalnego zaakceptowania zwiększenia poziomu ambicji klimatycznych przez Radę Europejską. Sposób procedowania tych celów przez instytucje europejskie budził pewien opór niektórych państw członkowskich, w szczególności tych, dla których polityka klimatyczna nie stanowi jednego z priorytetów polityki krajowej.



tworzeniu wehikułów inwestycyjnych. Ich zadaniem jest wspieranie m.in. rozwoju nowoczesnych technologii związanych z odnawialnymi źródłami lub rozwoju technologii CCS. Są więc nakierowane na wspieranie innowacyjnych rozwiązań, których celem jest jednak realizacja któregoś z wymiarów unii energetycznej.

Realizacja niniejszego raportu opierała się na dwóch głównych kategoriach działań – analizie dostępnych opracowań i aktów prawnych oraz działaniach konsultacyjnych.

W ramach przeprowadzenia analiz dostępnych publikacji autorzy koncentrowali się zarówno na źródłach pierwotnych (takich jak legislacja na poziomie Unii Europejskiej), jak również dostępnych opracowaniach naukowych czy raportach przygotowywanych przez profesjonalnych doradców. Dodatkowo wspierano się również sprawozdaniami i raportami opracowywanymi przez transeuropejskie instytucje, takie jak Agencja Współpracy Organów Regulacyjnych Rynków Energii (Agency for the Cooperation of the Energy Regulators, dalej: ACER) czy Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych (European Network of Transmission System Operators for Energy, dalej: ENTSOe).

W ramach projektu również opracowano i przeprowadzono konsultacje z przedstawicielami rynku energii – przedstawicielami Urzędu Regulacji Energetyki, stowarzyszeń biznesowych czy przedsiębiorstw energetycznych. Warstwa konsultacyjna obejmowała takie działania, jak: konsultacje w postaci pogłębionych wywiadów z interesariuszami, otwarte konsultacje z interesariuszami podczas warsztatów stacjonarnych, przeprowadzenie ankiety online.

W pierwszej kolejności przeprowadzone zostały wywiady pogłębione. Do rozmowy zostali zaproszeni reprezentanci najważniejszych interesariuszy operujących na rynku energii. Starano się, aby reprezentowali oni zróżnicowane grupy (administracja państwowa, przedstawiciele biznesu, przedstawiciel branży OZE, przedstawiciele związani z obszarem nowych technologii, reprezentanci energetyki obywatelskiej i lokalnej). Na potrzeby wywiadów przygotowano spersonalizowane zestawy kilkunastu pytań, które uporządkowane były w następujący sposób: pytania dotyczące oceny toczącej się reformy energii, pytania ogólne dotyczące ogólnych zasad organizacji rynku energii, pytania adresujące szczegółowe, istotne kwestie. W ramach projektu zrealizowano wywiady z przedstawicielami takich instytucji jak:

- Urząd Regulacji Energetyki;
- Konfederacja Lewiatan;
- Związek Przedsiębiorców i Pracodawców;
- Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
- NODES;
- Dolnośląska Dolina Wodorowa.

Wstępne wnioski z tej rundy konsultacji zostały zaprezentowane podczas warsztatu, który odbył się 27 września 2023 r., podczas IX Kongresu Energetycznego DISE. Warsztat miał formułę konsultacyjną i w ramach tego wydarzenia została przeprowadzona otwarta dyskusja, która została podzielona na dwie części: część dotyczącą reformy EMD i część dotyczącą wyzwań, które czekają rynek energii w niedalekiej przyszłości. Uczestnicy warsztatów zostali poproszeni o wypełnienie dwóch krótkich ankiet internetowych. Ankiety te były również udostępniane w wersji elektronicznej poprzez dostępne kanały w mediach społecznościowych. Kierowane



były, podobnie jak w przypadku wywiadów pogłębionych, do reprezentantów różnych środowisk zaangażowanych w działalność na rynku energii.

Wnioski z ww. działań zostały zebrane i wykorzystane w publikacji niniejszego raportu.



# 1. Naprawdę krótka historia europejskiego rynku energii

Budowa wspólnego europejskiego rynku energii trwa już przeszło ćwierć wieku. Cały proces rozpoczął się w latach 90. ubiegłego stulecia, kiedy Unia Europejska i państwa członkowskie postanowiły stopniowo otwierać te rynki na konkurencję. W tym okresie większość krajowych rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego wciąż była zmonopolizowana i działała, opierając się na zintegrowanych pionowo grupach.

Jednym z podstawowych środków regulacyjnych, które miały na celu zapewnienie rozwoju rynku energii elektrycznej oraz integrowanie rynków krajowych we wspólny rynek energii elektrycznej, było wprowadzenie zasad rynkowego kontraktowania energii elektrycznej. W początkowych regulacjach celem było zwiększenie dostępności do rynku hurtowego – przez swobodną kontraktację lub organizowanie przetargów zapewniających taki dostęp, by następnie zobowiązać państwa członkowskie do wprowadzenia swobody zawierania umów przez wytwórców.

W konsekwencji zmian wprowadzonych w 1996 i 2003 roku w większości państw Unii Europejskiej doszło do rozwoju mocy wytwórczych, w tym w zdecentralizowanych źródłach energii (w większości odnawialnych). Wprowadzenie swobody zawierania umów z wytwórcami oraz zwiększająca się konkurencja na tym rynku doprowadziły do podejmowania inicjatyw, których celem była optymalizacja kosztów zawierania transakcji (nabywania oraz zbywania energii elektrycznej) – przykładem takiego rynku była m.in. giełda holenderska APX, która powstała jako inicjatywa spółek energetycznych w tym kraju.

Początkowo działania były zogniskowane na tworzeniu konkurencyjnego rynku energii. Od ok. 2007 roku nacisk jest kładziony także na rozwój systemu elektroenergetycznego opartego na odnawialnych źródłach energii<sup>14</sup>.

<p><b>1996–1998</b> I pakiet energetyczny Dyrektywa 1996/92/WE z 19.12.1996 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dostęp dla wszystkich generatorów do konkurencyjnych zasad dostępu do sieci elektroenergetycznej</li> <li>• Wprowadzenie rachunkowego unbundlingu</li> <li>• Zasady dostępu do sieci – negocjowany i regulowany dostęp stron trzecich (ang. <i>third party access</i> – TPA)</li> </ul> <p>Wprowadzenie ujednoczonych zasad dostępu dla połączeń międzysystemowych (przynajmniej dostęp regulowany) Rynkowe zasady określania cen na rynku detalicznym dla największych odbiorców końcowych</p>
<p><b>Wczesne lata 2000</b> Tworzenie zorganizowanych platform obrotu energią</p>	<p>Tworzenie narodowych giełd towarowych energii w UE – np. TGE w 2000 roku; OTE w Czechach 2001, Powernext we Francji 2001 (później wchłonięty przez EEX)</p>

<sup>14</sup> Obowiązki informacyjne a zachowania konsumentów na rynku energii elektrycznej. Studium ekonomii prawa; <https://www.ksiegarnia.beck.pl/17382-obowiazki-informacyjne-a-zachowania-konsumentow-na-ryнку-energii-elektrycznej-studium-ekonomii-prawa#opis> (dostęp 26.04.2024).



2003 – II pakiet energetyczny	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wprowadzenie dalszych wymagań w zakresie rozłączności operatorów – <i>unbundling</i> prawny</li> <li>• Rozszerzenie rynkowych zasad kontraktacji energii elektrycznej na rynku hurtowym</li> <li>• Wprowadzenie zasady TPA na sieci przesyłowej oraz dystrybucyjnej</li> <li>• Swoboda wyboru dostawcy dla odbiorców</li> <li>• Wymóg rynkowej alokacji połączeń transgranicznych oraz stosowania zasady TPA</li> </ul>
2009 – III pakiet energetyczny	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wprowadzenie obowiązku unbundlingu własnościowego</li> <li>• Wprowadzenie wymogów w zakresie niezależności organów regulacyjnych oraz powołanie Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ang. Agency for Cooperation for Energy Regulators – ACER),</li> </ul> <p>Cel w zakresie udostępniania połączeń międzysystemowych przez operatorów systemów przesyłowych</p>
Od 2014	Rozpoczęcie procesu <i>market coupling</i> w Unii Europejskiej – mechanizmu alokacji przepustowości transgranicznej w sposób gwarantujący maksymalną efektywność; mechanizm <i>market coupling</i> bazuje na zastosowaniu algorytmów alokacyjnych
2015–2017 Kodeksy Sieci i Wytyczne	Zbiór ośmiu rozporządzeń Komisji Europejskiej (KE) opracowanych przez ENTSO-E <sup>15</sup> , które odnoszą się do kwestii funkcjonowania rynków energii elektrycznej w ujęciu transgranicznym <sup>16</sup> , regulują funkcjonowanie sieci w obszarach: rynkowym (alokacja zdolności przesyłowych, funkcjonowanie rynku bilansującego) oraz przyłączeniowym (przyłączanie do sieci instalacji) oraz kwestii operacyjnych Obecnie ENTSO-E współpracuje również z OSD Entity przy opracowywaniu kodeksów sieci w zakresie cyberbezpieczeństwa i elastyczności po stronie popytu.
2019 Pakiet Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim oraz regionalnym</li> <li>• Wprowadzenie zasad dla mechanizmów mocowych</li> <li>• Ogólne zasady alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi</li> </ul>
2021 – Utworzenie UE DSO Entity	DSO Entity to stowarzyszenie dla wszystkich operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) w Europie, na mocy rozporządzenia UE w sprawie rynku energii elektrycznej 2019/943/UE, ma na celu wspólne wypracowywanie rozwiązań np. dla DSR, usług elastyczności itp.
2022 Flow-Based Market Coupling	Wdrożenie mechanizmu Flow-Based Market Coupling w Regionie CORE (16 TSO, 10 NEMO), co pozwala na uwzględnienie współzależności między transakcjami handlowymi a fizycznymi ograniczeniami technicznymi w całym regionie
2023 EMD	Stabilizacja cen w horyzoncie długoterminowym, większe upodmiotowienie konsumentów, wsparcie rozwoju OZE, przyspieszenie rozwoju usług elastyczności

Przedstawione działania pokazują, jak wiele do tej zostało osiągnięte w zakresie budowy zintegrowanego rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej. Działania te dotyczą różnych aspektów funkcjonowania rynku, w tym również aspektów technicznych funkcjonowania sieci elektroenergetycznej i kwestii bilansowania systemu.

15 Na podstawie Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej.

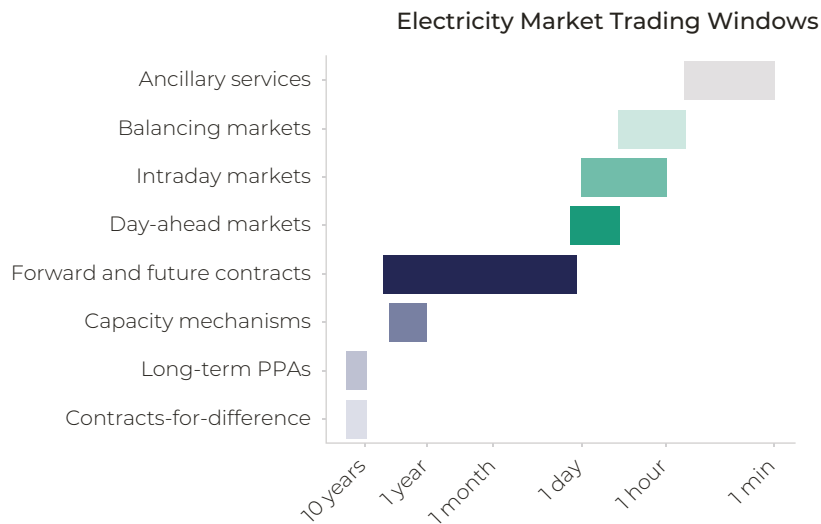
16 R. Zajdler, *Uwarunkowania i kierunki zmian regulacji kodeksów sieci rynku energii elektrycznej Unii Europejskiej po 2020 r.*, „Przegląd Sejmowy” 3(158)/2020 str. 184.



## 1.1. Ogólna architektura rynku energii

Funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego jest procesem skonstruowanym tak, aby zapewniać równowagę popytu i podaży energii elektrycznej w czasie rzeczywistym. Transakcje na rynku energii zawierane są w taki sposób, aby w najlepszy sposób zabezpieczyć potrzeby odbiorców.

Do głównych elementów składających się na całość rynku energii zaliczamy: rynek energii elektrycznej czynnej (OTC, platformy obrotu), rynek mocy, rynki o charakterze technicznym, czyli rynek bilansujący i rynek usług systemowych (*ancillary services*). Poniższy wykres obrazuje, w jaki sposób opisywane w dalszej części raportu segmenty rynku są zorganizowane pod względem chronologicznym. Warto też zaznaczyć, że poszczególne segmenty oddziałują między sobą, a uczestnicy rynku mają do pewnego stopnia wybór strategii handlowych (np. wybór pomiędzy kontraktami CfD, *forward* a kontraktem PPA, wybór pomiędzy rynkiem *day ahead*, intrady czy rynkiem bilansującym).



**Wykres 1. Segmenty rynku energii elektrycznej**

Źródło: *The design of the European electricity market – Current proposals and ways ahead*

Ze względu na dynamiczny charakter zapotrzebowania na moc i energię, jak i sukcesywny wzrost udziału wytwarzania z OZE o niestabilnym charakterze pracy, procesy są coraz bardziej złożone i wymagają współdziałania na wielu poziomach (segmentach rynku) w różnych horyzontach czasowych – od ok. 25 lat (kontrakty długoterminowe) do minut lub nawet sekund (usługi systemowe).

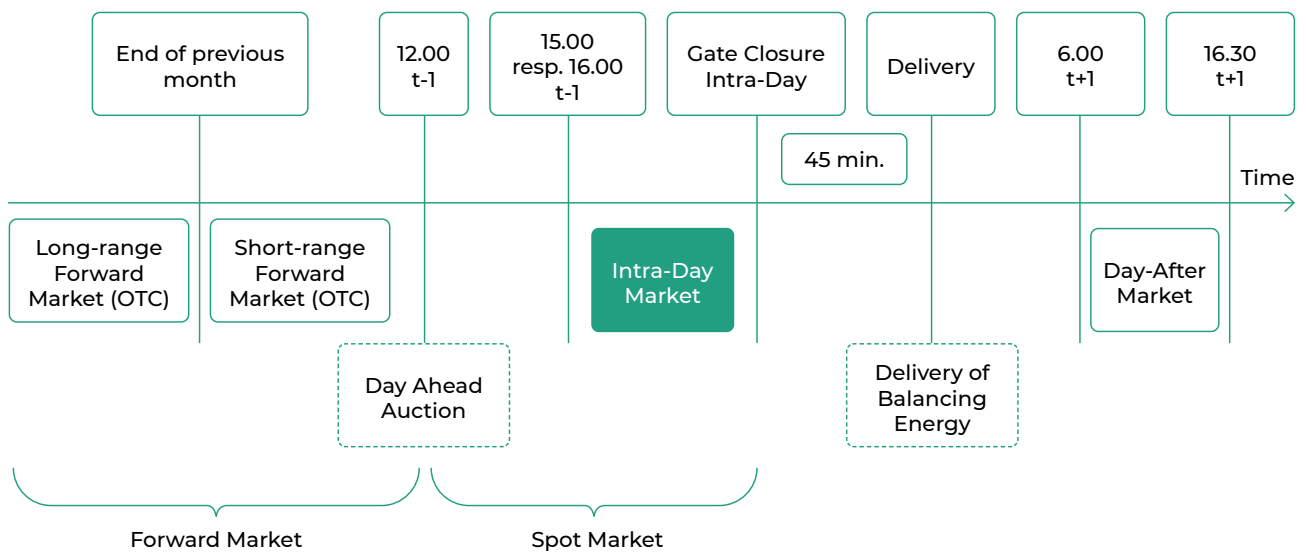
Dynamiczny rozwój rynku energii w związku z realizacją polityki klimatycznej Unii Europejskiej będzie prawdopodobnie stymulował ewolucję rynków bilansujących w taki sposób, by jak najefektywniej pod względem ekonomicznym prowadzić do alokacji energii elektrycznej na rynku. Jednym z pojawiających się postulatów jest podział obecnie istniejących rynków bilansujących na mniejsze obszary bilansowania, tak by umożliwić szybsze oraz zgodne z rzeczywistą strukturą wytwarzanie energii w danym regionie.





## Rynek energii elektrycznej

Handel energią może odbywać się za pośrednictwem stworzonych do tego celu **zorganizowanych platform** (na których generowana jest jednolita cena odniesienia dla całego rynku) lub **na rynku OTC** (*over the counter*). Rynek energii elektrycznej w Unii Europejskiej, pomimo swojej złożoności, jest stosunkowo dobrze zharmonizowany pod względem produktowym i organizacyjnym. Przedmiotem na europejskich rynkach energii elektrycznej obrotu są podobne produkty (standardowo BASE, PEAK, godzinowe itp.), transakcje można zawierać w ramach rynków *forward* lub SPOT (rynku bilansującego). Organizacja procesu zakupowego jest również podobna we wszystkich krajach UE.



Wykres 2. Harmonogram handlu na rynku energii elektrycznej

Na szczególną uwagę zasługuje Rynek Dnia Następnego, który choć jest tylko jednym z segmentów rynku, jest jednocześnie bardzo istotny ze względu na proces kształtowania się ceny na podstawie cen marginalnych. Wykorzystywanie Rynku Dnia Następnego i Rynku Dnia Bieżącego dla potrzeb znajdowania równowagi między wysokością generacji oraz odbioru (przede wszystkim posiadanych kontraktów na zakup energii elektrycznej) przez instalacje OZE wynika z modelu funkcjonowania takich źródeł, gdzie prognozowanie dotyczące wysokości produkcji z danej instalacji odbywa się nawet na kilka dni przed dniem dostawy, jednak prognoza ta niejednokrotnie ulega zmianie wraz z poznawaniem nowych informacji w sprawie, m.in. warunków meteorologicznych. W konsekwencji podmioty zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej na rynku obowiązane są do aktywnego zawierania pozycji na rynku giełdowym w celu zapewnienia osiągnięcia równowagi pomiędzy generacją a sprzedażą tejże energii. Warto również zaznaczyć, że część handlu energią rynku SPOT odbywa się także w ramach tzw. market couplingu, o czym bardziej szczegółowo zostało napisane w rozdziale dotyczącym wymiany międzysystemowej.

W zakresie rynku *forward* to na rynku regulowanym istnieje możliwość zabezpieczenia pozycji w horyzoncie średnioterminowym (zazwyczaj od 1 do 3 lat). Europejskie rynki różnią się dostępnością niektórych produktów oraz płynnością. Do najbardziej płynnych rynków należy rynek



niemiecki, w dalszej kolejności francuski, włoski i skandynawski<sup>17</sup>. Polski rynek należał, nawet w okresie obowiązywania obliiga giełdowego, do rynków średnio płynnych.

Najlepiej rozwinięte i zorganizowane pod względem oferty produktowej rynki to rynek niemiecki oraz hiszpański. Na tych rynkach istnieje możliwość zabezpieczenia pozycji w horyzoncie 10-letnim (w przypadku Niemiec efektywne w horyzoncie do ok. 4 lat, w przypadku Hiszpanii nawet 8 lat). Na rynku hiszpańskim dodatkowo rozwinięto ofertę dotyczącą energii pochodzącej z OZE – przedmiotem obrotu są np. kontrakty dla profilu solarne, w tym blokowe kontrakty PPA z horyzontem obowiązywania 5 lub 10 lat.

Instrumenty o charakterze długoterminowym są obecnie dostępne głównie na rynku OTC. W zakresie rynku bilateralnego coraz bardziej istotnym elementem są umowy cPPA (corporate Power Purchase Agreement). Są to dość skomplikowane konstrukty pod względem prawnym i rynkowym o horyzoncie obowiązywania najczęściej ok. 10–15 lat.

Kolejnym istotnym instrumentem o charakterze długoterminowym są kontrakty różnicowe (CfD – *contract for difference*). Są to kontrakty zawierane w celu zabezpieczenia poziomu ceny energii elektrycznej w horyzoncie długoterminowym. Kontrakty różnicowe są wykorzystywane jako element systemu wsparcia dla nowych inwestycji – gwarantują stałą cenę dla producenta energii elektrycznej niezależnie od zmieniającej się ceny rynkowej w trakcie trwania kontraktu. Podobnie jak umowy cPPA są one zazwyczaj zawierane na kilkanaście lat.

Obecnie większość rynków energii elektrycznej w Europie boryka się z podobnymi problemami, omówionymi poniżej.

Oferta produktowa to głównie nadal produkty standardowe, które były tworzone z myślą o zabezpieczaniu pozycji wytwórców konwencjonalnych oraz dostosowaniu portfela do profilu zapotrzebowania odbiorców końcowych. Oznacza to, że podmioty handlujące zieloną energią muszą w znaczący sposób dostosowywać swoje metody zarządzania portfelem do produktów tworzonych na potrzeby wytwórców o zupełnie innej charakterystyce produkcji. Uwaga ta ma zastosowanie zarówno do rynków zorganizowanych (giełdowych), jak i w pewnym zakresie do rynku OTC.

Na rynku polskim w obrocie giełdowym brakuje instrumentów finansowych, które są częściej stosowane na innych europejskich giełdach energii.

Na rynkach zorganizowanych brakuje płynności, szczególnie w przypadkach kontraktów długoterminowych. Zasadniczo oferta dostępnych produktów zabezpieczających jest niewystarczająca dla zabezpieczania pozycji w przypadku inwestycji długoterminowych.

Spadająca płynność i przesuwanie ciężaru kontraktacji do segmentu OTC powoduje sytuację, kiedy mamy więcej tzw. biorców ceny niż wolumenu uczestniczącego w procesie ustalania ceny odniesienia na zorganizowanych platformach obrotu.

<sup>17</sup> Miarą płynności jest tzw. *churn factor* – wskaźnik oznaczający całkowity wolumen będący przedmiotem obrotu przez giełdy i brokerów wyrażony jako wielokrotność fizycznego zużycia energii elektrycznej.



## Bidding zones

Tak zwane *bidding zones* to największy obszar geograficzny, w ramach którego oferty kupna i sprzedaży są dobierane bez konieczności wykorzystania międzystrefowych alokacji<sup>18</sup>. W ramach jednej strefy przyjmuje się, że energia elektryczna może swobodnie przepływać bez ograniczeń związanych z ograniczeniami sieciowymi. Powyższe założenie jest krytykowane w przypadku dużych stref, gdzie cena energii może nie odzwierciedlać rzeczywistych ograniczeń sieciowych występujących w danym obszarze<sup>19</sup>.

Obecnie w Europie dominują rozległe obszary przetargowe, które w większości są zdefiniowane przez granice państwowe. Wyjątkiem od tej reguły są: Włochy (6 stref cenowych), Szwecja (4 strefy), Norwegia (6 stref). Niemniej w debacie pojawiają się głosy wskazujące na zasadność ponownej oceny obecnie obowiązującego modelu<sup>20</sup>.



Mapa 1. Podział obszarów swobodnego przepływu ofert kupna i sprzedaży energii elektrycznej

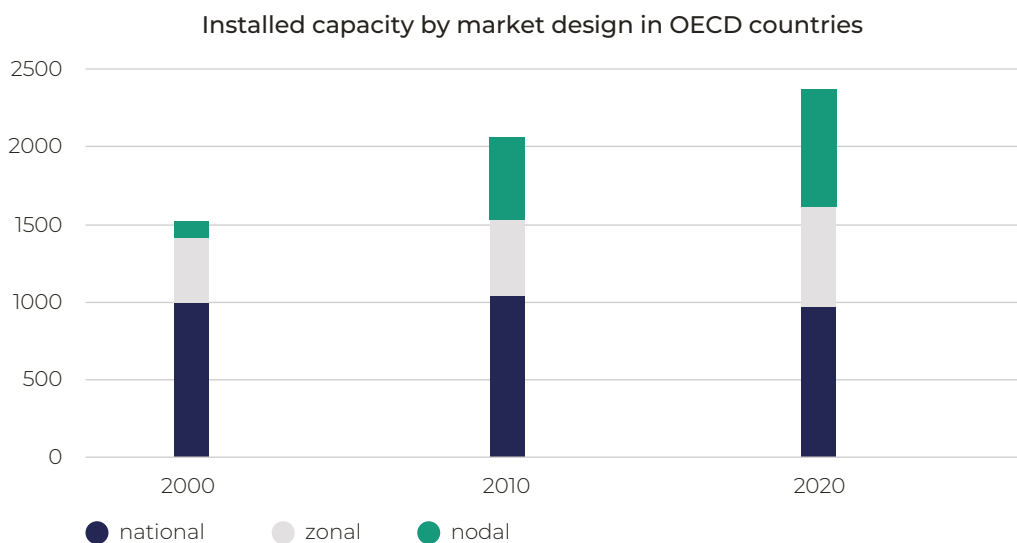
Tendencja światowa wskazuje natomiast na rosnącą popularność alternatywnych konstrukcji rynków energii, opartych na cenach strefowych lub węzłowych (pod względem obsługiwanej wielkości mocy są one już dominujące). W 2020 roku sumaryczna moc zainstalowana i obsługiwana w ramach rynków o charakterystyce węzłowej i strefowej była większa niż w ramach rynków, gdzie strefy przetargowe są tożsame z obszarem danego kraju<sup>21</sup>.

18 <https://www.acer.europa.eu/electricity/market-rules/capacity-allocation-and-congestion-management/bidding-zone-review>, (dostęp 10.12.2023).

19 Tak np. ENTSO-E, *First edition of the bidding zone review. Final report.*, 03/2018, str. 23.

20 Tamże, str. 22 i n.

21 Assessment of Locational Wholesale Electricity Market Design Options in GB; <https://www.fticonsulting.com/uk/insights/videos-and-podcasts/assessment-locational-wholesale-electricity-market-design-options> (dostęp 26.04.2024).



**Wykres 3. Moc zainstalowana w ramach struktur rynku w krajach należących do OECD (Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju)**

Źródło: FTI consulting

Generalnie im większy jest udział OZE w miksie energetycznym, tym bardziej uzasadnione wydaje się wprowadzanie cen lokalizacyjnych (w sposób bardziej adekwatny odzwierciedlają one sytuację w systemie, generując odpowiednie bodźce do inwestycji).

Obecnie w Unii Europejskiej prowadzona jest dyskusja w sprawie reorganizacji rynku energii pod względem stref. Proces ten został uruchomiony w związku z realizacją przez operatorów systemów przesyłowych oceny funkcjonowania stref w celu przeciwdziałania zatorom sieciowym w tychże strefach. W procesie oceny ACER zatwierdził 15 alternatywnych sposobów organizacji rynku<sup>22</sup>. Obecnie rewizji podlegają strefy: Niemcy, Francja, Holandia, Włochy, Szwecja.

W kontekście powyższych rekomendacji ACER należy również zwrócić uwagę na rozpoczęcie procesu konsultacyjnego w sprawie reorganizacji rynku energii w Niemczech<sup>23</sup>. Co prawda obecnie proces ten jest na etapie debaty pomiędzy interesariuszami potencjalnych zmian, niemniej w razie uzyskania odpowiedniego poparcia oraz akceptacji należy spodziewać się wdrożenia tego modelu, co również może mieć wpływ na funkcjonowanie polskiego rynku – prawdopodobne konsultacje z partnerami polskimi w sprawie zmiany organizacji powinny mieć miejsce na przełomie roku 2024/25. Przy tej okazji w Niemczech, w ramach specjalnie powołanego forum interesariuszy, prowadzona jest szeroko zakrojona debata na temat skutków wprowadzenia cen strefowych dla energii elektrycznej<sup>24</sup>.

22 Załącznik 1 do Decyzji ACER nr 11/2022 z dn. 08/08/2022 w sprawie alternatywnej konfiguracji stref cenowych, które powinny zostać rozpatrzone w procesie przeglądu ich przeglądu.

23 Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Actions, *The Climate-Neutral Electricity Platform – in dialogue for a new market design* <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Dossier/the-climate-neutral-electricity-system-platform.html> (dostęp 26.04.2024).

24 Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Actions, *The Climate-Neutral Electricity Platform – in dialogue for a new market design* Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) – Pforma systemu elektroenergetycznego neutralnego dla klimatu; <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Dossier/the-climate-neutral-electricity-system-platform.html> (dostęp 26.04.2024).



Rozważana jest interesująca inicjatywa dotycząca utworzenia dodatkowej strefy przetargowej na Bałtyku dla energetyki wiatrowej na morzu. Inicjatywa ta jak do tej pory nie zyskała akceptacji<sup>25</sup>.

W Wielkiej Brytanii, w ramach reformy rynku energii (REMA) także prowadzone są w tym zakresie analizy i rozległe konsultacje w celu porównania funkcjonowania różnych topologii rynku – z uwzględnieniem możliwości wprowadzenia cen węzłowych (tzw. *nodal price*) oraz cen strefowych. Temat ten jest przedmiotem ożywionej debaty publicznej<sup>26</sup>.

W związku z zauważalnymi trendami warto przybliżyć nieco bardziej pojęcie cen węzłowych i strefowych. Ceny węzłowe, znane również jako lokalne ceny krańcowe (LMP), to koncepcja wykorzystywana w modelach rynku energii elektrycznej do reprezentowania kosztów dostarczenia lub zużycia energii elektrycznej w określonych lokalizacjach (węzłach) w sieci energetycznej. Węzły te mogą być punktami wytwarzania lub odbioru energii elektrycznej i są zazwyczaj powiązane z określonymi magistralami lub podstacjami systemu przesyłowego.

Ceny węzłowe reprezentują koszt krańcowy dostarczenia dodatkowej jednostki energii elektrycznej w określonej lokalizacji. Mają na nie wpływ takie czynniki jak koszt wytwarzania, straty przesyłowe i ograniczenia w sieci przesyłowej. Dlatego jednym z kluczowych czynników wpływających na ceny węzłowe jest stan sieci przesyłowej. Jeśli istnieją ograniczenia na liniach przesyłowych między węzłami, prowadzące do zatorów, ceny węzłowe mogą się różnić, aby odzwierciedlić dodatkowe koszty związane z rozładowaniem tych zatorów lub wykorzystaniem alternatywnych ścieżek.

Ceny węzłowe pomagają w ustaleniu miejsc występowania ograniczeń przesyłowych. Gdy na linii przesyłowej występują zatory, ceny węzłowe w zatłoczonych węzłach są zazwyczaj wyższe niż w węzłach niezatłoczonych. W ten sposób ceny węzłowe dostarczają ważnych sygnałów uczestnikom rynku, pomagając im podejmować efektywne ekonomicznie decyzje dotyczące lokalizacji nowych obiektów wytwórczych, sposobu planowania produkcji i miejsca zużycia energii elektrycznej. Wyższe ceny węzłowe wskazują na obszary o większym popycie lub przeciążeniu i tym samym sygnalizują potrzebę inwestycji lub dostosowań operacyjnych albo zachęcają uczestników rynku do dostosowania swojego zachowania, np. poprzez przeniesienie wytwarzania lub zużycia energii do obszarów o mniejszym natężeniu ruchu.

Alternatywą do cen węzłowych mogą być ceny strefowe, które dzielą sieć energetyczną na większe strefy geograficzne, a nie poszczególne węzły. W modelu tym system elektroenergetyczny podzielony jest na większe regiony lub strefy, często odpowiadające krajom lub regionom, a dla każdej z nich ustalana jest jedna cena. W przeciwieństwie do cen węzłowych ceny strefowe nie uwzględniają konkretnych lokalizacji w strefie, ale zamiast tego reprezentują średnią cenę dla całej strefy. Każdej strefie przypisana jest pojedyncza cena energii elektrycznej, która ma jednolite zastosowanie do wszystkich uczestników rynku w tej strefie. Cena ta reprezentuje krańcowy koszt dostawy energii elektrycznej w danym obszarze geograficznym i jest ustalana za pomocą mechanizmów rozliczeń rynkowych. Ceny strefowe upraszczają proces rozliczeń rynkowych poprzez agregację podaży i popytu w każdej strefie. Zmniejsza to złożoność obliczeniową w porównaniu z cenami węzłowymi i ułatwia efektywne działanie rynku poprzez ustalenie jednolitej ceny dla wszystkich jego uczestników w tej strefie.

25 <https://northseawindpowerhub.eu/knowledge/discussion-paper-a-strategy-to-establish-an-offshore-bidding-zone-hybrid-projects> (dostęp 26.04.2024).

26 <https://www.ofgem.gov.uk/publications/locational-pricing-assessment> (dostęp 26.04.2024).



Można także rozważyć podejście hybrydowe, które łączy ceny węzłowe z elementami cen strefowych i umożliwia kompromis między złożonością a wydajnością obliczeniową. Na przykład rynek może stosować ceny węzłowe dla komponentu energetycznego, jednocześnie wykorzystując ceny strefowe w celu uwzględnienia innych aspektów rynku, takich jak adekwatność zasobów. Jednym z powszechnych podejść hybrydowych jest stosowanie cen węzłowych w zatłoczonych lub krytycznych obszarach, w których istotna jest szczegółowość, oraz stosowanie cen strefowych w mniej zatłoczonych regionach w celu uproszczenia operacji rynkowych.

## Wymiana międzysystemowa

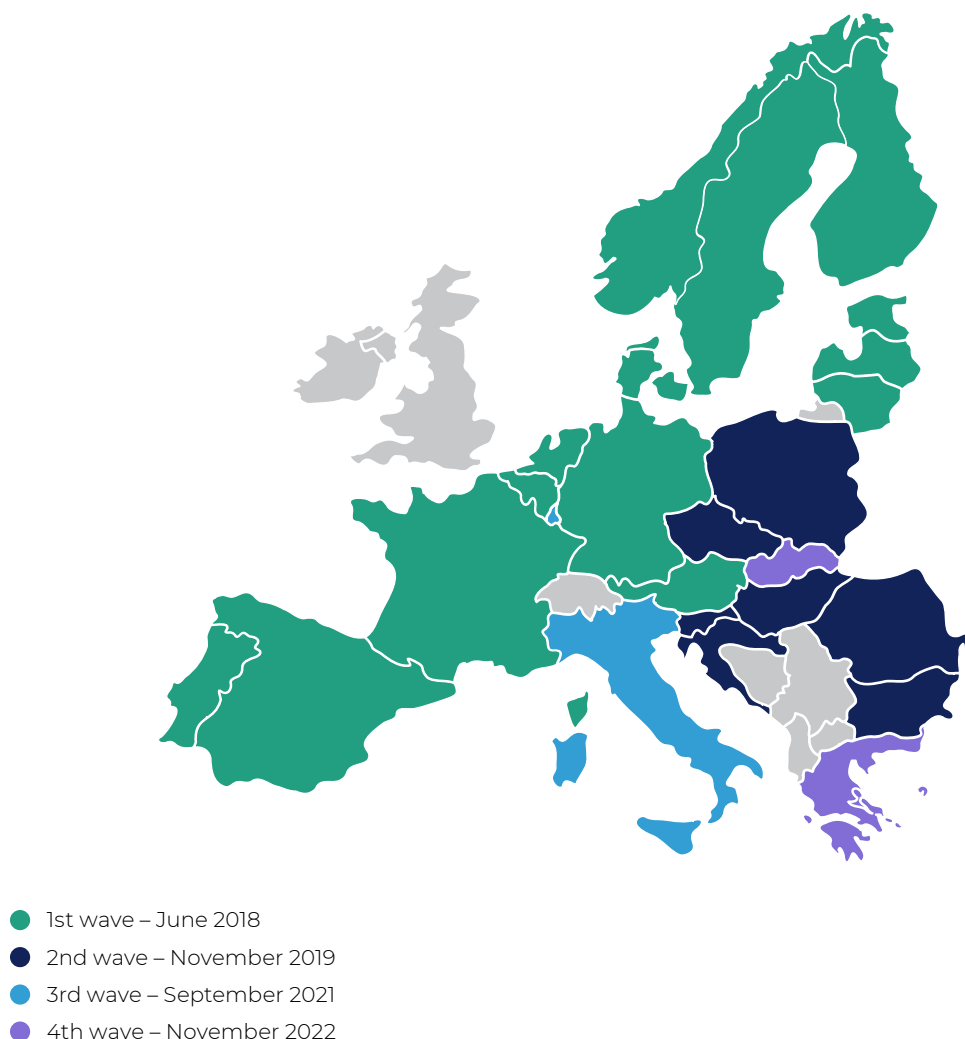
Istotnym elementem budowy wewnętrznego rynku energii elektrycznej jest promowanie wykorzystania połączeń międzysystemowych oraz przepływów energii elektrycznej pomiędzy poszczególnymi strefami cenowymi, które łagodzą wpływy związane z wysoką zmiennością energii elektrycznej dla odbiorców<sup>27</sup>. Wymiana międzysystemowa jest postrzegana także jako jeden z najważniejszych instrumentów zapewnienia bezpieczeństwa dostaw (jest ujęta w procesie adekwatności zasobów), sprzyja większej integracji OZE w systemie elektroenergetycznym oraz jest jednym z najważniejszych źródeł elastyczności (w niektórych przypadkach jest źródłem nawet 30% dostępnej w systemie elastyczności)<sup>28</sup>.

Jednym z kluczowych mechanizmów umożliwiających swobodny przepływ energii elektrycznej pomiędzy poszczególnymi strefami cenowymi jest proces tzw. market couplingu. Celem mechanizmu jest efektywniejsze zaspokajanie zapotrzebowania na energię elektryczną w państwach członkowskich przy jednoczesnym promowaniu mechanizmów rynkowych przy określaniu ceny tej energii. Prócz samych regulacji nakładających na państwa członkowskie oraz operatorów obowiązki z zakresu promowania łączenia rynków ważnym elementem wspierającym ten proces są również regulacje, które nakładają na operatorów systemów przesyłowych obowiązki z zakresu udostępniania odpowiednich przepustowości na połączeniach transgranicznych na potrzeby handlu między państwami<sup>29</sup>. Jak wskazywaliśmy powyżej, proces przepływów transgranicznych pomiędzy państwami członkowskimi w ramach łączenia rynków ma na celu również promowanie stosowania mechanizmów rynkowych, a więc jest bezpośrednio połączony z omawianą wcześniej instytucją *scarcity pricing*. Na grafice poniżej przedstawiono proces włączania kolejnych rynków do mechanizmu Market Coupling:

27 ACER, *Cross-zonal capacities and the 70% margin available for cross-zonal electricity trade (MACZT)*, „2023 Market Monitoring Report”, 21 July 2023, str. 9.

28 EEA & ACER, *Tackling the power system flexibility challenge – rapid growth in renewables calls for greater cooperation*, [https://www.acer.europa.eu/en/The\\_agency/Documents/ACER-EEA\\_Flexibility\\_challenge\\_ITRE-ENVI\\_28112023.pdf](https://www.acer.europa.eu/en/The_agency/Documents/ACER-EEA_Flexibility_challenge_ITRE-ENVI_28112023.pdf) (dostęp 10.12.2023).

29 Obowiązek dotyczy tak zwanych przepustowości RAM (ang. *remaining available margin*), czyli stopnia przepustowości sieci niewykorzystywanej przez danego operatora do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców. RAM jest brana również pod uwagę przy określaniu kierunku przepływów energii elektrycznej w ramach procesu łączenia rynków. Więcej na temat określania przepustowości udostępnianych na potrzebę łączenia rynków m.in. R. Finck *Impact of Flow-Based Market Coupling on the European Electricity Markets*, „Springer Nature” str. 173–186.



## Mapa 2. Proces włączania kolejnych rynków do mechanizmu Market Coupling

Źródło: HUPX<sup>30</sup>

W rozporządzeniu (UE) 2019/943 określono, że moc udostępniania przez operatorów systemów przesyłowych wyniesie nie mniej niż 70% przepustowości połączeń transgranicznych na cele handlowe od 1 stycznia 2020 roku. Polski operator systemu przesyłowego – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (dalej: PSE) – uzyskał zwolnienie z tego obowiązku dla połączeń ze strefami cenowymi niemiecką, czeską oraz słowacką<sup>31</sup>, które polega na stopniowym osiągnięciu tego celu.

Alokacja przepustowości transgranicznych w procesie *market coupling* (wyłącznie dla transakcji na Rynku Dnia Następnego i Bieżącego) prowadzona jest w sposób zautomatyzowany na podstawie optymalnych kierunków przepływów energii elektrycznej z obszarów o niższych cenach do obszarów z niedoborem energii elektrycznej, a w konsekwencji z wyższymi cenami. Mechanizm łączenia rynków pozwala zatem na optymalizację cen energii elektrycznej w całej Unii Europejskiej poprzez ich konwergencję<sup>32</sup>. Na skutek tych działań podmioty działające na rynku energii (traderzy, wytwórcy energii elektrycznej) nie mają bezpośredniego wpływu na

<sup>30</sup> <https://hupx.hu/en/trading/market-coupling/id> (dostęp 10.12.2023).

<sup>31</sup> A także, w kierunku ze Szwecji do Polski – w przeciwnym kierunku cel określony w wyżej cytowanym rozporządzeniu został osiągnięty.

<sup>32</sup> R. Finck, *Impact of Flow Based Market Coupling...*, str. 174 – 176.



kierunki przepływów energii elektrycznej, a określanie tych kierunków odbywa się przy wykorzystaniu modelu matematycznego. Wymiana międzysystemowa w ramach Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego oraz Jednolitego Łączenia Rynku Dnia Bieżącego (tzw. Flow-Based Market Coupling) organizowana jest przez Nominowanych Operatorów Rynku Energii Elektrycznej (ang. Nominated Electricity Market Operator, NEMO). Poprzez tzw. aukcje typu *implicit, market coupling* łączy uprzednio odrębne transakcje handlowe (energia elektryczna i zdolności przesyłowe) w jeden zintegrowany rynek.

Wymiana handlowa pomiędzy rynkami jest możliwa w różnych horyzontach czasowych, także w horyzoncie długoterminowym i średnioterminowym. Proces przetargowy dla tych zdolności realizowany jest w ramach aukcji typu *explicit* (oddzielnie realizowany jest proces przetargowy dla energii i zdolności przesyłowych) o horyzontach obowiązywania miesięcznych i rocznych. Alokacja długoterminowych zdolności przesyłowych realizowana jest przez Biuro Przetargów JAO (Joint Allocation Office). Długoterminowe prawa przesyłowe mogą mieć charakter fizyczny (ang. *physical transmission rights*, PTR) albo finansowy (ang. *financial transmission rights*, FTR). FTR są ekwiwalentem instrumentów finansowych, nie wiążą się z fizyczną realizacją wymiany handlowej, dają posiadaczom prawo do otrzymania zapłaty równej różnicy pomiędzy cenami na Rynkach Dnia Następnego, których dotyczą prawa przesyłowe. Od momentu uruchomienia projektu Core Flow-Based Day-ahead Market Coupling PSE oferują jedynie długoterminowe prawa przesyłowe typu FTR. Fizyczne zdolności przesyłowe są obecnie rzadziej stosowane, oferowane np. pomiędzy Włochami a Francją, Francją a Hiszpanią, Grecją a Włochami. Warto podkreślić, że aukcje LTTR odbywają się stosunkowo rzadko (raz w miesiącu lub roku), co praktycznie wyklucza je z katalogu efektywnych instrumentów hedgingowych (które powinny być płynne i dostępne). Rynek wtórny dla tych instrumentów obecnie nie funkcjonuje. Dodatkowo analizy *ex post* wskazują, że wartość LTTR jest zazwyczaj niedoszacowana, i faktycznie nie zabezpieczają odpowiednio ryzyka cenowego pomiędzy strefami przetargowymi. Alokacje fizyczne są możliwe także przede wszystkim na połączeniach transgranicznych z państwami nienależącymi do Unii Europejskiej (nieobjęte mechanizmem market couplingu). Takim przykładem jest np. wymiana realizowana pomiędzy Polską a Ukrainą. W kontekście handlu FTR warto zauważyć pogląd wyrażany przez część doktryny, który wskazuje, że instrumenty te mogą wesprzeć przebudowę europejskiego systemu elektroenergetycznego w kierunku systemów węzłowych<sup>33</sup>, o czym była mowa we wcześniejszych rozważaniach.

Obecnie, według danych ENTSO-E, w ramach wymiany w Unii Europejskiej obracane jest ok. 440 TWh energii elektrycznej rocznie<sup>34</sup>.

## Rynek Mocy

Institucja Rynku Mocy stanowi relatywnie nowy instrument na rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej. Stanowi ona odpowiedź na pojawiający się w wielu państwach członkowskich deficyt mocy w systemie, w szczególności w momentach szczytowego zapotrzebowania. Pojawianie się takich deficytów zdaniem niektórych badaczy wynika z niedostatecznych zachęt cenowych dla bloków szczytowych do inwestowania w nowe moce, w szczególności w zakresie

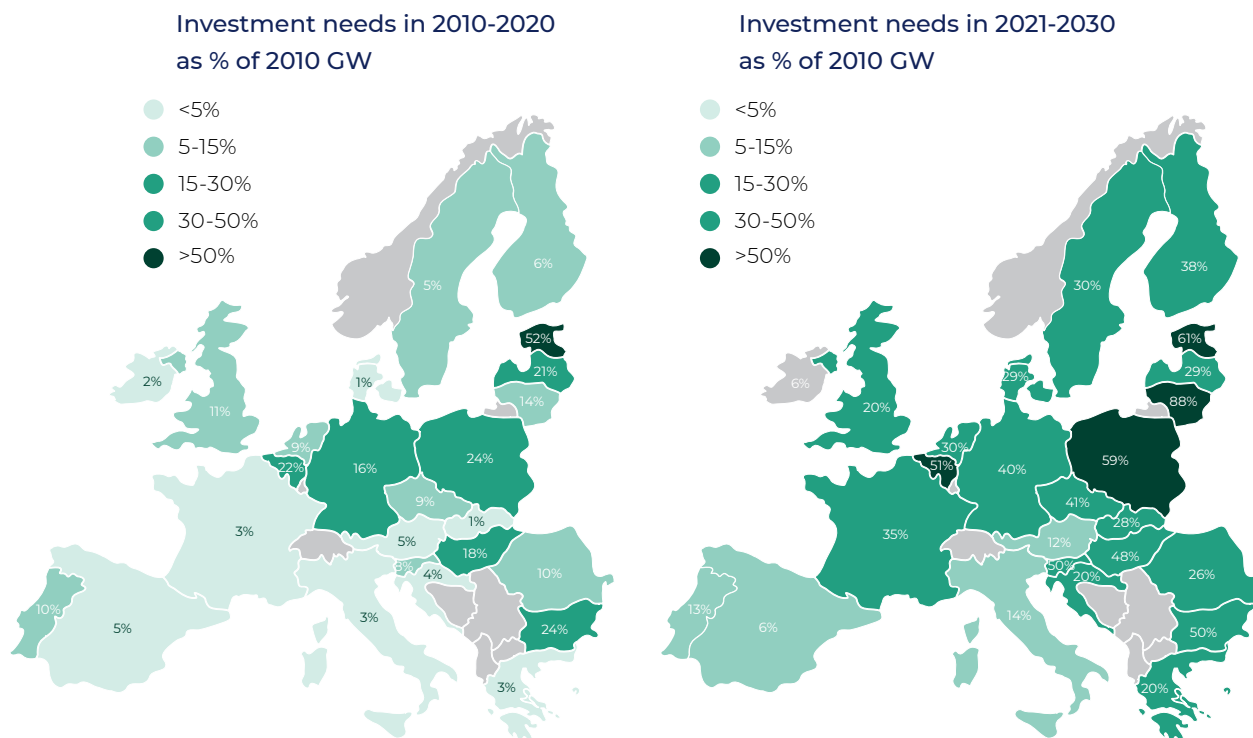
33 F. Kunz i in., *FTR allocation to ease transition to nodal pricing: An application to the Germany power system*, „Energy Economics” 60(2016), str. 176–185.

34 [https://ee-public-downloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe\\_sfs2022\\_web.pdf](https://ee-public-downloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2022_web.pdf) (dostęp 26.04.2024).





pokrycia zamierzeń inwestycyjnych zmierzających do zwiększenia mocy dostępnej<sup>35</sup>. Innym czynnikiem, który w pewnym zakresie wpływa na podejmowanie decyzji inwestycyjnych przedsiębiorstw, w szczególności tych posiadających stosunkowo stary oraz oparty na najbardziej emisyjnych źródłach energii park wytwórczy, jest dynamiczny wzrost cen uprawnień do emisji, a co za tym idzie – malejąca opłacalność budowy nowych bloków elektrowni węglowych lub modernizowanie istniejących<sup>36</sup>. Poziom szacowanego niedofinansowania systemów elektroenergetycznych poszczególnych państw członkowskich został przedstawiony m.in. na grafice poniżej:



**Mapa 3. Poziom szacowanego niedofinansowania systemów elektroenergetycznych poszczególnych państw członkowskich UE**

Źródło: Jacques Delors Institut – Berlin<sup>37</sup>

W związku z trendami pojawiającymi na się na rynku energii UE problem niewystarczalności zasobów wytwórczych w państwach członkowskich stał się względnie powszechny, co wyraźnie wynika z opracowanego przez ENTSOE Europejskiego Raportu Wystarczalności Zasobów<sup>38</sup> – raportu, do którego przygotowania zobowiązane jest – na podstawie przepisów Rozporządzenia 2019/943 – ENTSOE. Jako jeden z krytycznych czynników wpływających na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, zwłaszcza w Europie Środkowej, ENTSOE wskazuje ryzyko braku ekonomicznej opłacalności eksploatacji bloków energetycznych wytwarzających energię elektryczną z paliw kopalnych w średnioterminowej perspektywie<sup>39</sup>. W konsekwencji wskaźnik

35 M. Buckstregg i in., *Impact of Coordinated Capacity Mechanisms on the European Power Market*, „The Energy Journal” (40)/2, 2019, str. 221.

36 Tamże.

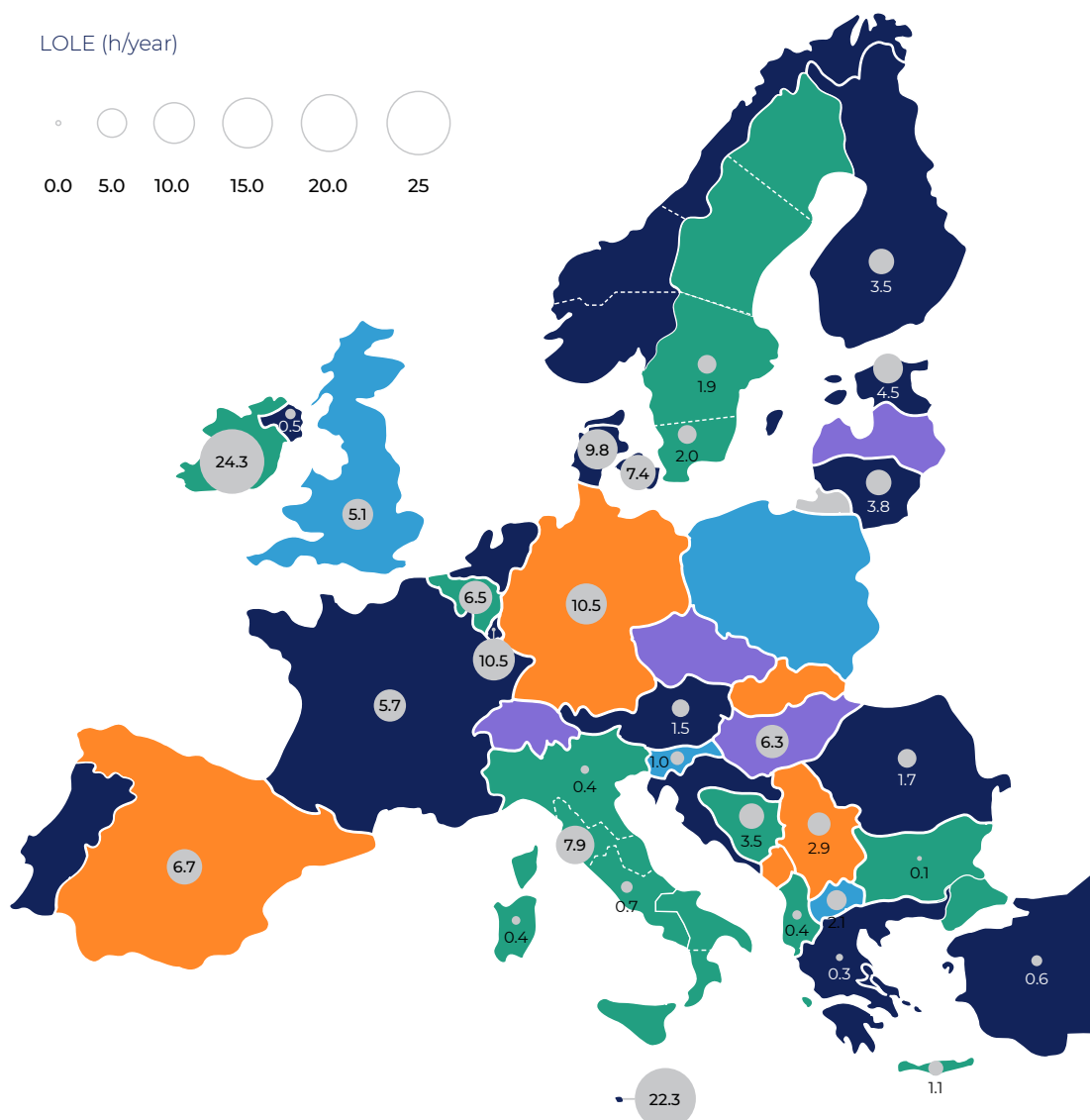
37 J. Grigorjewa, *Capacity Mechanisms in the EU: Nationalizing Energy Security?*, „Jacques Delors Institut – Berlin, Policy paper” 134, 21 maj 2015, str. 12.

38 ENTSO-E, *European Resource Adequacy Assessment – 2022 Edition*

39 Tamże, str. 12.



LOLE w niektórych państwach członkowskich w okresie do 2025 roku rośnie do poziomu przekraczającego 24h/rok<sup>40</sup>. Wynik analizy został przedstawiony na grafice poniżej:



**Mapa 4. Wartość wskaźnika LOLE dla państw Unii Europejskiej**

Źródło: ERAA 2022, ENTSOE<sup>41</sup>

Co istotne, ocena wystarczalności zasobów w dalszej perspektywie czasowej (tj. do roku 2030) ulega pewnej poprawie w państwach członkowskich Europy Zachodniej, podczas gdy wskaźniki ulegają pogorszeniu np. w Polsce<sup>42</sup>.

W konsekwencji zidentyfikowanych ryzyk w zakresie wystarczalności mocy wytwórczych wiele państw członkowskich zdecydowało się na wprowadzenie tzw. mechanizmów wynagradzania

<sup>40</sup> Oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej (ang. *loss of load expectation* – LOLE) oczekiwaną liczbę godzin, w danym obszarze geograficznym i w danym okresie, podczas których zasoby mocy są niewystarczające do zaspokojenia zapotrzebowania i w związku z tym występuje dodatnia ilość niedostarczonej energii. Każde państwo członkowskie określa poziom współczynnika z uwzględnieniem regionalnej specyfiki rynku. Wskaźniki dla poszczególnych państw można znaleźć m.in. w: ENTSOE, *European Resource Adequacy Assessment – 2022 Edition*, str. 10.

<sup>41</sup> Tamże, str. 17.

<sup>42</sup> Tamże.



mocy (ang. *capacity remuneration mechanism* – CRM). Mechanizmy te stosowane są m.in. w Polsce, Niemczech, Hiszpanii, Portugalii, Danii, Francji czy Włoszech<sup>43</sup>.

Mechanizmy te zmieniają strukturę rynku z rynku jednoproduktowego na dwuproduktowy, gdzie w drodze konkurencyjnej procedury wytwórca może otrzymać dodatkowe wynagrodzenie nie tylko za wyprodukowaną energię elektryczną, ale także za udostępnienie w określonych okresach lub sytuacjach odpowiedniej mocy wytwórczej. Zasadniczo mechanizmy wynagradzania mocy dzieli się na dwie kategorie – mechanizmy bazujące na cenie (*price-based mechanisms*) oraz mechanizmy bazujące na wolumenie (*volume-based mechanisms*)<sup>44</sup>. W pierwszym przypadku organ regulacyjny lub operator systemu przesyłowego określa cenę za udostępnienie mocy w danym okresie. W konsekwencji właściciel jednostki wytwórczej może podejmować decyzję w sprawie rozbudowy parku wytwórczego na podstawie spodziewanej ceny uzyskanej w momentach powiększonego zapotrzebowania na moc w systemie. W przypadku drugiego modelu organ regulacyjny lub operator systemu przesyłowego określa zapotrzebowania na moc w danym okresie, a wynagrodzenie wypłacane jest podmiotowi, który zaoferuje najkorzystniejszą cenę<sup>45</sup>. Mechanizmy mogą być również ogólnorynkowe (dostępne dla wszystkich uczestników rynku) lub ukierunkowane (skierowane do wybranej grupy uczestników rynku). Warto zaznaczyć, że **Rynek Mocy, według intencji UE, jest mechanizmem tymczasowym**, uruchamianym w sytuacjach, kiedy istniejące i planowane nie zabezpiecza odpowiednio prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną. Decyzja o możliwości zastosowania mechanizmów wynagradzania mocy zależy od oceny tzw. wystarczalności (adekwatności) zasobów na poziomie krajowym (ocena ogólnej zdolności systemu elektroenergetycznego do zaspokajania obecnego i przewidywanego zapotrzebowania na energię elektryczną). Ocena bazuje najczęściej na parametrze LOLE.

Wdrożenie mechanizmów mocy w państwach członkowskich wiąże się z koniecznością poniesienia istotnych kosztów – przewiduje się, że w latach 2020–2023 łączny koszt poniesiony przez państwa członkowskie na ten cel wyniesie ponad 19 mld EUR<sup>46</sup>. Właśnie wysokość nakładów ponoszonych przez państwa członkowskie na rzecz zapewnienia krajowej wystarczalności zasobów podnoszona jest jako jeden z argumentów przemawiających za ściślejszą kontrolą instytucji europejskich nad wprowadzanymi przez państwa mechanizmami mocowymi. Stosowane w Europie rozwiązania wynagradzania mocy są bardzo zróżnicowane (adresują też inne problemy właściwe dla danego rynku). ACER w raporcie *Security of EU electricity supply in 2021* wskazał na różnorodność w funkcjonowaniu samych mechanizmów mocowych<sup>47</sup>. Stosowane rozwiązania różnią się właściwie wszystkim: konstrukcją samych mechanizmów, możliwością wtórnego obrotu produktami, kosztami całkowitymi i jednostkowymi, a także metodami przenoszenia kosztów na odbiorców końcowych. Zróżnicowane podejście stosowane jest również w kwestii tego, czy wsparciem mogą być objęte źródła OZE lub jednostki zagraniczne. Różne są okresy obowiązywania kontraktów – od roku do lat kilkunastu. Duże różnice dotyczą także kosztów funkcjonowania mechanizmów wynagradzania mocy<sup>48</sup>.

43 J. Grigorjewa, *Capacity Mechanisms in the EU...*

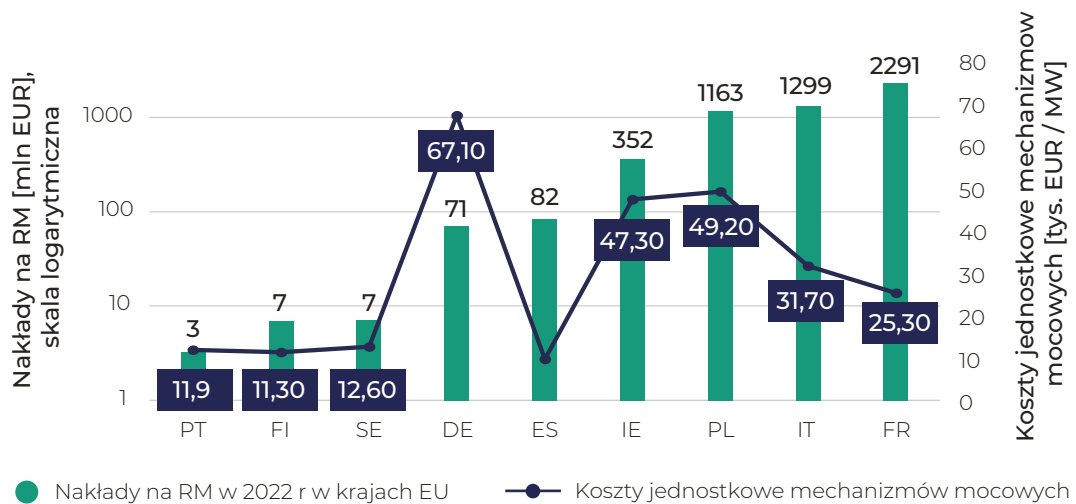
44 A. Komorowska, *Capacity Remuneration Mechanisms: classification and experiences*, „Energy Policy Journal” 24(1), 2021 str. 102.

45 Tamże, str. 102.

46 R. Rożek, *Europejska mozaika rynków mocy: Czy potrzebna jest większa harmonizacja na poziomie UE?* WiseEuropa Warszawa 2023, str. 16, <https://nowa-energia.com.pl/2023/07/26/europejska-mozaika-rynkow-mocy-czy-potrzebna-jest-wieksza-harmonizacja-na-pozymie-ue/> (dostęp 26.04.2024).

47 *Security of EU electricity supply in 2021: Report on Member States approaches to assess and ensure adequacy*, 2022, [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER\\_Security\\_of\\_EU\\_Electricity\\_Supply\\_2021.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_Security_of_EU_Electricity_Supply_2021.pdf) (dostęp 26.04.2024).

48 R. Rożek, *Europejska mozaika rynków mocy...*



**Wykres 4. Koszty jednostkowe i nakłady całkowite na sfinansowanie mechanizmów mocowych stosowanych w UE w 2022 r.**

Źródło: Opracowanie własne na podstawie ACER.

Rynek Mocy pod względem regulacyjnym i produktowym jest najmniej zharmonizowanym rynkiem spośród wszystkich unijnych segmentów rynku energii.

Funkcjonowanie mechanizmów wynagradzania mocy wykazuje istotne mankamenty, omówione poniżej.

W Polsce przyczyniły się do powstania relatywnie niewielkiej ilości nowej mocy wytwórczych. Do tej pory zawarto umowy o łącznej wartości 74,05 mld zł, w tym 40,2 mld zł przeznaczono na budowę nowych mocy wytwórczych o łącznej mocy ok. 8,2 GW<sup>49</sup>.

Nie odzwierciedlają problemu lokalizacji mocy w systemie elektroenergetycznym (w żaden sposób nie są premiowane lokalizacji inwestycji z punktu widzenia pracy sieci przesyłowej).

Mogą nie być efektywne ekonomicznie lub zaburzać funkcjonowanie wspólnego rynku energii elektrycznej. Istnieją znaczące rozbieżności w stosowanych mechanizmach i w poziomach dotacji dla istniejących i nowych źródeł wytwórczych<sup>50</sup>.

W Wielkiej Brytanii, na której rozwiązaniach wzorowany jest Rynek Mocy w Polsce, obecnie toczy się debata o tym, jak zreformować ten rynek. Rząd Wielkiej Brytanii przeprowadził konsultacje w sprawie reform CM na początku 2023 roku. Zainteresowane strony zasugerowały, że aukcje rynku można zróżnicować, np. według cech elastyczności, takich jak czas reakcji lub czas trwania, lub według cech niskoemisyjnych. Zaproponowano także włączenie elementów lokalizacyjnych.

Proponowane jest także zastosowanie bardziej złożonego, ale efektywniejszego ekonomicznie produktu, jakim jest tzw. *reliability option*. Jest on oparty na mechanizmie, w ramach którego wytwórcy otrzymują określoną w trakcie aukcji cenę wykonania z premią za niezawodność za bieżące wytwarzanie energii elektrycznej. Wytwórcy są zobowiązani do zwrotu różnicy, gdy

49 Wnioski z 7. aukcji – rynek mocy czystszy, ale bilans KSE pozostaje wyzwaniem, <https://www.forum-energii.eu/wnioski-z-7-aukcji-rynek-mocy-czystszy-ale-bilans-kse-pozostaje-wyzwaniem> (dostęp 26.04.2024).

50 R. Rożek, *Europejska mozaika rynków mocy...*



cena na rynku hurtowym jest wyższa (ale nie niższa) niż cena wykonania, niezależnie od tego, czy generują w tym okresie energię, czy nie.

Wprowadzone mają być także ułatwienia dla udziału w aukcjach magazynów energii<sup>51</sup>.

## Rola operatorów systemów OSP/OSD

Rynek Bilansujący oraz Rynek Usług Systemowych to rynki techniczne, w ramach których podejmowane są działania zapewniające stabilne działanie sieci elektroenergetycznej oraz ciągłość i niezawodność dostaw. Jest to jeden z segmentów rynku, który w sposób znaczący musi dostosować się do wyzwań systemu elektroenergetycznego opartego na OZE. Jest to związane z niestabilnym charakterem OZE, co przekłada się na specyfikę pracy, tj. większą zmienność generacji (wywoływanej np. porywami wiatru czy zachmurzeniem nieba – chmury mogą przychodzić i odchodzić, zasłaniając słońce) i niższą przewidywalność (zjawiska meteorologiczne są bardzo dynamiczne i trudne do prognozowania). W związku z tym działanie rynku bilansującego musi zostać dostosowane do szybszego reagowania na zmiany w systemie elektroenergetycznym (szybsza odpowiedź, nowe produkty).

Za bieżące bilansowanie systemu odpowiada głównie Operator Systemu Przesyłowego (OSP) w ramach rynku bilansującego oraz rynku usług dodatkowych (*ancillary services*), który jest rynkiem technicznym. OSP dokonuje sprawdzenia pozycji kontraktowej wytwórców i odbiorców energii, a następnie podejmuje działania mające na celu zrównoważenie podaży z faktycznym popytem na energię elektryczną w każdej jednostce czasu, usunięcie występujących ograniczeń sieciowych oraz zapewnia odpowiednie parametry dostarczanej energii

Warto zaznaczyć, że integracja europejskich rynków energii (*market coupling*) odbywa się nie tylko w obrębie Rynku Dnia Bieżącego (SDIC) i Następnego (SDAC), ale także dotyczy rynku bilansującego. Funkcjonowanie rynku bilansującego oraz usług systemowych w tym zakresie jest regulowane na poziomie unijnym przez Rozporządzenie (UE) 2017/2195, które ustanawia wiążące zasady wymiany energii bilansującej w celu ustabilizowania sieci elektroenergetycznej pomiędzy poszczególnymi państwami członkowskimi. Zgodnie z Wytycznymi dotyczącymi bilansowania energii elektrycznej, Komisja Europejska planuje obecnie dostosować produkty z tego zakresu do ogólnej klasyfikacji, tak aby operatorzy systemów przesyłowych mogli nabywać je niezależnie od granic.

Integracja europejskiego rynku bilansującego dokonuje się poprzez wdrożenie czterech platform, są to:<sup>52</sup>

- Europejska platforma wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych (TERRE);
- Europejska platforma wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną (MARI);
- Europejska platforma wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (PICASSO);
- Europejska platforma dla procesu kompensowania niezbilansowań (IGCC).

51 Electricity Market Reform, UK Parliament Post, <https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/POST-PN-0694/POST-PN-0694.pdf> (dostęp 26.04.2024).

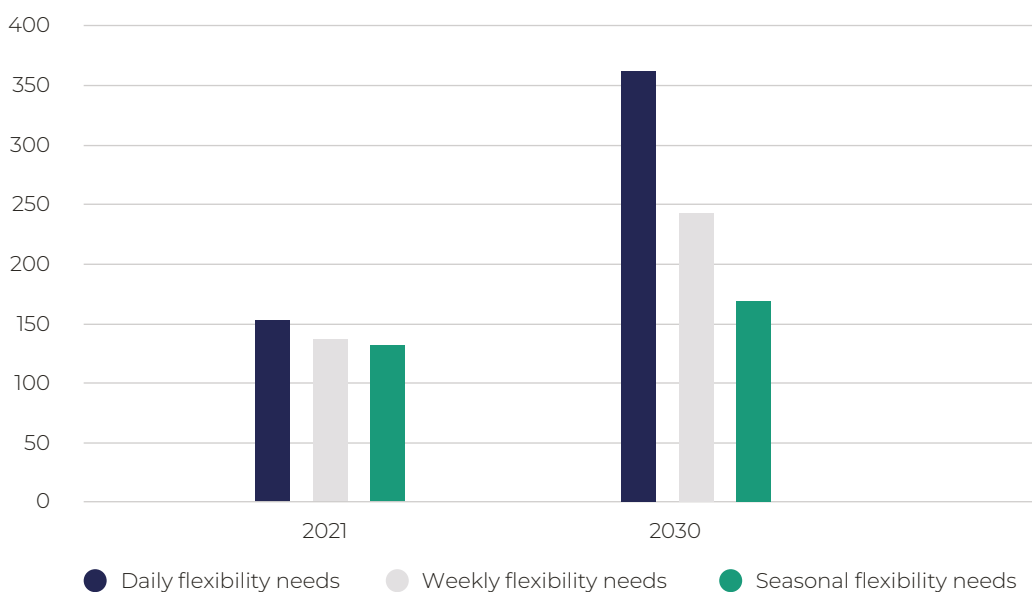
52 <https://raport.pse.pl/wplyw-na-gospodarke-i-rynek/integracja-polskiego-ryнку-z-rynkami-europejskimi> (dostęp 26.04.2024).



Wszystkie cztery platformy są już obecnie operacyjne, przy czym polski operator aktualnie uczestniczy operacyjnie w ostatniej wymienionej inicjatywie. Platforma IGCC oparta jest na zasadzie unikania aktywacji energii bilansującej z rezerw automatycznych w przeciwnych kierunkach przez sąsiadujących OSP<sup>53</sup>.

Platform	PICASSO	MARI	TERRE	IGCC
Operational members (number of TSOs)	7	6	6	21
Operational members (Member states)	AT, CZ, DE, IT	AT, CZ, DE	CH, CZ, ES, FR, IT, PT	AT, BE, HR, CZ, DE, FR, DE, GR, HU, IT, NL, PL, PT, RO, SL, SI, ES, CH

Jedno z największych wyzwań związanych z bilansowaniem systemu elektroenergetycznego w przyszłości wynika z konieczności zwiększenia jego **elastyczności**, tak aby móc odpowiednio reagować na zmienną generację OZE w różnych horyzontach czasowych. Elastyczność można zdefiniować jako zdolność aktywnego wpływu na popyt i podaż energii elektrycznej w celu osiągnięcia równowagi energetycznej. Według danych ACER zapotrzebowanie na usługi elastyczności w perspektywie roku 2030 się podwoi.



**Wykres 5.** Szacowane zapotrzebowanie na usługi elastyczności systemu elektroenergetycznego w latach 2021-2030

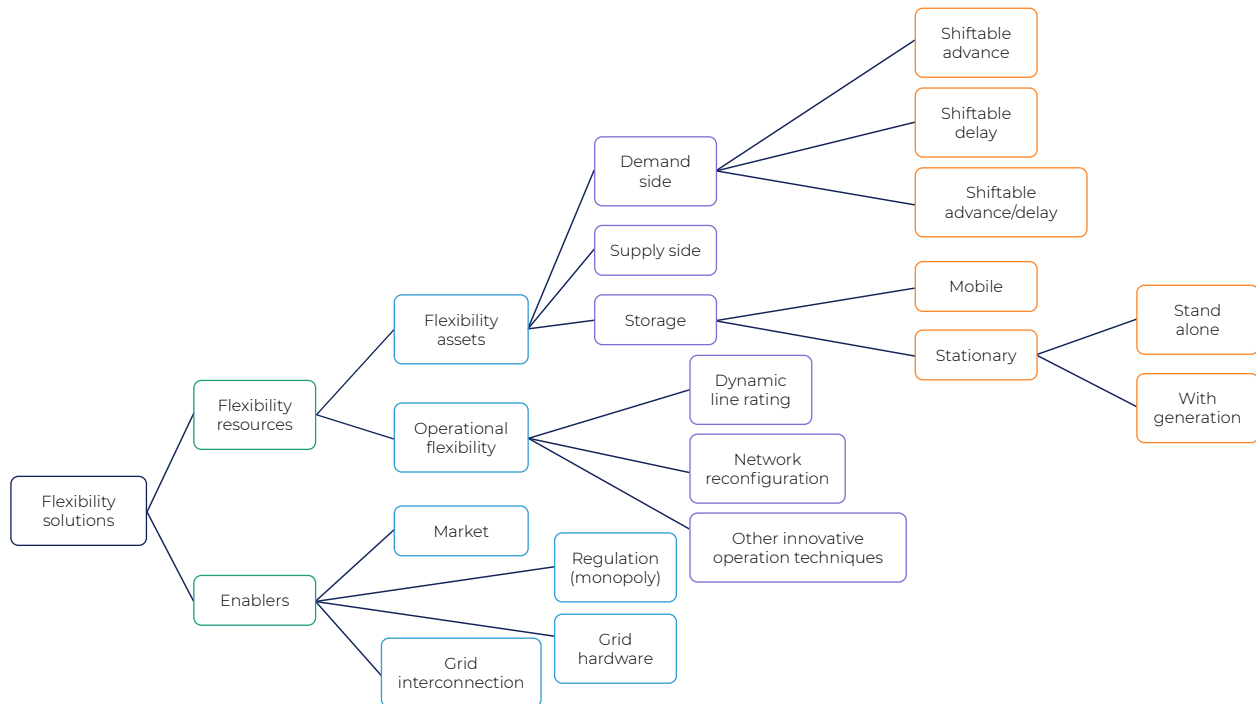
Źródło: Acer

Potrzeba zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego prowadzi do rozwoju w zasadzie **nowego segmentu rynku**, w którym uczestniczyć będzie docelowo bardzo wielu aktorów – poczynając od operatorów OSP/OSD, przez duże jednostki wytwórcze i odbiorcze, po konsumentów indywidualnych, społeczności energetyczne itp. Obszar związany z rozwojem

53 Progress of EU electricity wholesale market integration, [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2023\\_MMR\\_Market\\_Integration.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2023_MMR_Market_Integration.pdf) (dostęp 26.04.2024).



usług elastyczności jest także związany z coraz większą integracją międzysektorową. Dostępne źródła elastyczności są bowiem bardzo zróżnicowane<sup>54</sup>.



**Wykres 6. Dostępne źródła elastyczności systemu elektroenergetycznego**

Źródło: Opracowanie własne WiseEuropa

Obecnie jednym z najistotniejszych procesów będzie przeniesienie części odpowiedzialności za bilansowanie systemu na operatorów systemów dystrybucyjnych. Wynika to wprost z coraz bardziej rozproszonego charakteru systemu elektroenergetycznego. Znaczna część źródeł wytwórczych (w tym prosumenci) jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej na poziomie średniego lub niskiego napięcia. Poszukiwanie rozwiązań w zakresie zwiększania elastyczności systemu będzie się w związku z tym także dokonywało na poziomie lokalnym.

Na poziomie unijnym usługa elastyczności zdefiniowana została w Dyrektywie 2019/944 ws. wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. W szczególności ramy regulacyjne stanowią, by operatorzy systemów dystrybucyjnych byli w stanie udzielać zamówień na takie usługi pochodzące od dostawców wytwarzania rozproszonego, odpowiedzi odbioru lub magazynowania energii. Obecnie opracowywany jest także Kodeks sieciowy dotyczący usług DSR (ang. *demand side response*) – wspólnie przez instytucje ENTSO-E oraz EU DSO Entity. W tym zakresie w listopadzie 2023 roku zakończyły się konsultacje publiczne.

Polskie prawodawstwo przewiduje już możliwość świadczenia usług elastyczności na rzecz OSP przez dostawców (odbiorców aktywnych, wytwórców, posiadaczy magazynów energii elektrycznej, których sieci, instalacje lub urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV). Kwestię tą reguluje znowelizowane niedawno krajowe Prawo energetyczne.

<sup>54</sup> M. Degefa i in., *Comprehensive classifications and characterizations of power system flexibility resources*, „Electric Power Systems Research”, 194, 2021.



Obecnie prowadzone są projekty pilotażowe mające na celu zaproponowanie rozwiązań w zakresie organizacji rynku elastyczności w Polsce i Europie. Przykładem takich inicjatyw jest międzynarodowy projekt ONE NET<sup>55</sup> czy inicjatywa realizowana na terenie miasta Warszawy<sup>56</sup>. Organizacja lokalnego rynku elastyczności wiążąca się z wielowymiarowymi zagadnieniami, napotyka także wciąż na istotne bariery, takie jak:

- brak doświadczeń rynkowych w zakresie ofert i wyceny usług elastyczności;
- niedostateczny rozwój agregatorów oraz innych podmiotów, mogących być dostawcami usług;
- niepewność przyszłych ram regulacyjnych w odniesieniu do usług elastyczności;
- konieczność zmiany modelu planowania i budowy sieci, w tym przetwarzanie dużych ilości nowych, złożonych danych o stanie sieci, niewystarczający poziom rozwoju inteligentnych sieci.

Obecnie rozważane produkty w zakresie elastyczności mają być aktywowane głównie przez operatorów OSP/OSD. Nie jest jednak wykluczone, że w przyszłości równoległe z rozwojem tego segmentu usług pojawią się usługi aktywowane przez innych graczy (np. odbiorców energii), a obrót tymi produktami będzie się odbywał także poza platformami koordynowanymi przez OSP/OSD (np. zorganizowane platformy obrotu, rynek OTC).

## Proces ustalania ceny

Zasadniczo uważa się, że cena energii elektrycznej ustalana jest jako cena równowagi oparta na koszcie krańcowym wytworzenia energii. Zgodnie z tą regułą cenę ustala najdroższa oferta domykająca system, tj. znajdująca się na przecięciu krzywej popytowej i podażowej. Zasada ceny krańcowej ma odzwierciedlenie w regule *pay as cleared*, która jest stosowana głównie na Rynku Dnia Następnego energii elektrycznej w obrocie na rynku zorganizowanym. Inne segmenty rynku energii elektrycznej najczęściej nie funkcjonują w formie scentralizowanymi aukcji, a zatem nie realizują zasad ustalania cen na podstawie koszt krańcowych. Druga stosowana zasada to *pay-as-bid*, z którą mamy do czynienia na rynkach, gdzie realizowane są transakcje w tzw. systemie ciągłym. Obserwacja jednakże prowadzi do wniosku, że inwestorzy, dążąc do maksymalizacji zysków, będą oferować energię po najwyższej możliwej do osiągnięcia na rynku cenie, co daje efekt tożsamy ze stosowaniem zasady *pay-as-cleared*. **Z tego powodu powszechnie stosowane jest uproszczenie myślowe, że cena kształtowana jest w na podstawie kosztu krańcowego wytworzenia energii i stosowana w całym obszarze rynku energii elektrycznej.**

Na rynku energii występuje także tzw. *scarcity margin lub scarcity pricing*, czyli dobrze znane z ekonomii zjawisko wzrostu marż, a co za tym idzie – cen, w obliczu niedostatecznej podaży. W przypadku rynku energii widać odwrotnie proporcjonalną zależność cen energii od wielkości rezerw mocy w systemie.

55 Możliwości wykorzystania zasobów elastyczności przez Operatorów Sieci – podsumowanie projektu OneNet (dostęp 26.04.2024).<http://elastycznosc.ptpiree.pl/konferencje/elastycznosc/2023/materialy/23.pdf> (dostęp 26.04.2024).

56 Pilotaż rynku usług elastyczności na terenie m.st. Warszawy, <http://elastycznosc.ptpiree.pl/konferencje/elastycznosc/2023/materialy/21.pdf> (dostęp 26.04.2024).



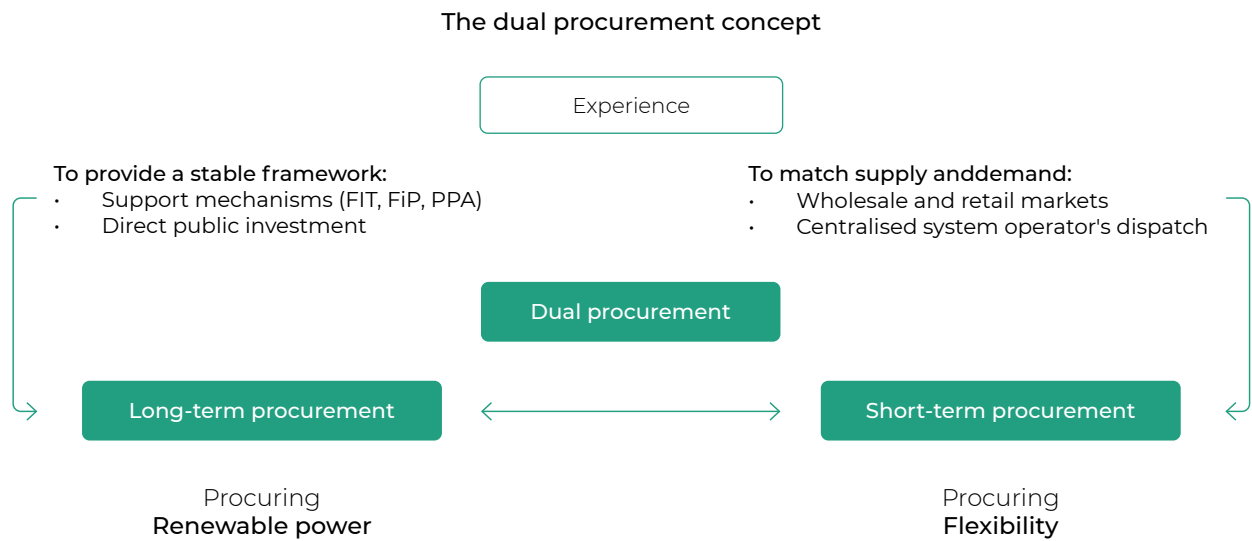


W ostatnim czasie stosownie **mechanizmu cenotwórczego opartego na cenach marginalnych w odniesieniu do całego rynku jest przez niektóre środowiska oceniane jako nieadekwatne**. Wynika to z faktu, że OZE w zasadzie posiadają koszty zmienne na bardzo niskim poziomie (lub nawet wcale), natomiast posiadają wysokie koszty na poziomie inwestycyjnym.

Wraz ze wzrostem udziału odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym, w okresach wietrzności i nasłonecznienia zwiększa się liczba ofert o niskiej cenie, co „wypycha” droższe jednostki ze stosu i obniża cenę krańcową. Oznacza to, że różnica między kosztem krańcowym OZE (OPEX) a wyznaczoną ceną krańcową dla całego stosu ofert się kurczy, a wraz z nią zdolność wytwórców OZE do odzyskania nakładów inwestycyjnych i generowania zysków. Z czasem doprowadzi to do erozji uzasadnienia biznesowego dla OZE, spowalniając lub nawet zatrzymując jego wdrażanie. Rosnący udział OZE w systemie energetycznym zmniejsza z kolei ilość energii elektrycznej sprzedawanej przez elektrownie konwencjonalne. To, wraz ze wspomnianym powyżej spadkiem ceny krańcowej, zmniejsza roczne przychody tych jednostek, uniemożliwiając im pokrycie nawet kosztów zmiennych. Wywołuje to wnioski o dodatkowe płatności (np. w ramach wynagradzania za moce wytwórcze w ramach rynku mocy), co z kolei może umocnić wytwórców energii z paliw kopalnych, spowalniając jednocześnie wdrażanie elastyczności opartej na niskoemisyjnych jednostkach. Z drugiej strony w sytuacjach kryzysowych (znaczący wzrost cen surowców i paliw) mechanizm wyceny oparty wyłącznie na cenach krańcowych prowadzi do uzyskiwania nadmiarowych zysków przez producentów OZE, co z kolei wywołuje konieczność wdrażania środków interwencyjnych (np. ostatnio wdrażane capy cenowe dla producentów inframarginalnych, *windfall tax*).

Aby uniknąć sytuacji ciągłej nierównowagi rynkowej i konieczności stosowania mechanizmów interwencyjnych, należałoby dostosować mechanizmy wyceny do faktycznej roli wytwórców, jaką ci pełnią w systemie elektroenergetycznym. Pojawiają się propozycje bardziej strukturalnego podzielenia rynków na rynki *on demand* oraz *as available*, co pociąga za sobą także zmianę ogólnej filozofii wyceny energii. Taka idea została zaprezentowana m.in. w publikacji agencji IRENA dotyczącej ograniczonej możliwości stosowania mechanizmu cen krańcowych<sup>57</sup>. Zaprezentowano tam ideę podzielonego podejścia do kontraktowania energii – długoterminową (przeznaczoną do kontraktowania energii elektrycznej z OZE) i krótkoterminową. Ceny krańcowe nadal odgrywałby znaczącą rolę, jednakże ich zastosowanie ograniczałoby się do horyzontu krótkoterminowego i kontraktowania tzw. elastyczności.

57 X. Garcia-Casals, E. Bianco, *Potential limitations of marginal pricing for a power system based on renewables*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi 2022.



**Wykres 7. Koncepcja kontraktowania energii w podejściu krótkoterminowym i długoterminowym**

Nie jest to powszechnie uznana doktryna, jednakże takie podejście zyskuje coraz więcej zwolenników. W ramach prowadzonych konsultacji dla reformy rynku energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii (REMA) podział rynku energii na segmenty jest jedną z rozważanych opcji<sup>58</sup>. Rozważane jest także utworzenie zupełnie oddzielnej platformy obrotu energią odnawialną, tzw. Green Power Pool<sup>59</sup>. Opcje te są jednak w dużej mierze teoretyczne, a odpowiedzi na ważne pytania (np.: jak te rynki będą ze sobą współdziałać? czy podział rynku zmniejszy płynność i konkurencję?) wciąż pozostają nierozstrzygnięte.

## Energetyka obywatelska i rynek lokalny

Procesy w obrębie opisanych rynków obejmują przede wszystkim rynek hurtowy i energetykę zawodową. Warto jednak zauważyć, że na europejskim rynku energii elektrycznej obserwowany jest również trend rozwoju lokalnych źródeł energii dostarczających energię elektryczną do odbiorców znajdujących się w pobliżu tych źródeł. W tym zakresie należy wymienić dynamiczny rozwój prosumenizmu, autokonsumpcji, a także rozwój społeczności energetycznych. Znaczenie energetyki lokalnej i prosumenizmu dla przyszłego systemu elektroenergetycznego może okazać się nie do przecenienia.

Na podstawie obowiązujących w prawie europejskim definicji oraz dostępnej literatury<sup>60</sup> można wymienić następujące cechy dla wspólnot energetycznych:

- lokalny charakter – inicjatywa powinna angażować lokalną społeczność, być niezależna oraz autonomiczna względem innych podmiotów;

<sup>58</sup> Electricity Market Reform, <https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/POST-PN-0694/POST-PN-0694.pdf> (dostęp 26.04.2024).

<sup>59</sup> Separating electricity from gas prices through Green Power Pools: Design options and evolution [https://www.ucl.ac.uk/bartlett/sustainable/sites/bartlett\\_sustainable/files/navigating\\_the\\_energy-climate\\_crises\\_working\\_paper\\_4\\_-\\_green\\_power\\_pool\\_v2-2\\_final.pdf](https://www.ucl.ac.uk/bartlett/sustainable/sites/bartlett_sustainable/files/navigating_the_energy-climate_crises_working_paper_4_-_green_power_pool_v2-2_final.pdf) (dostęp 26.04.2024).

<sup>60</sup> M. Gancheva i in., *Models of Local Energy Ownership and the Role of Local Energy Communities in Energy Transition in Europe*, European Committee of the Regions, 2018 str. 29–30.



- otwarty i demokratyczny charakter – lokalne społeczności energetyczne powinny umożliwić dostęp wszystkim zainteresowanym członkom lokalnej społeczności wraz z gwarantowaniem prawa głosu uczestnikom;
- inny niż zarobkowy charakter wspólnoty – głównym celem wspólnoty nie powinno być przynoszenie zysków finansowych dla jej uczestników, ale jednocześnie w przypadku pojawienia się takich zysków, powinny być rozdystrybuowane pomiędzy uczestników tejże wspólnoty.

Poza tym wspólnota energetyczna powinna dostarczać innych, poza energetycznych korzyści lokalnej społeczności<sup>61</sup>.

W związku z przyjęciem dedykowanych regulacji, jak również rosnącej świadomości klimatycznej obywateli oraz sytuacji na rynku energii w państwach członkowskich UE, w ostatnich latach można zaobserwować dynamiczny rozwój źródeł rozproszonych i wzrost zainteresowania lokalnych społeczności kwestiami wspólnego podejścia do organizowania dostaw energii elektrycznej (a także skorelowanego z jej produkcją ciepła) w państwach członkowskich. Zgodnie z dostępnymi szacunkami<sup>62</sup> społeczności energetyczne w UE są równomiernie rozlokowane pomiędzy miastami oraz regionami wiejskimi<sup>63</sup>, gdzie obszary wiejskie odpowiadają za ok. 38%, a miejskie – 37%<sup>64</sup>.

Jednym z istotnych zagadnień przy omawianiu możliwego dynamicznego rozwoju społeczności energetycznych jest kwestia dostosowania mechanizmów bilansowania systemu elektroenergetycznego do pojawienia się nowego rodzaju odbiorcy – takiego, który w niektórych momentach doby stanowi wytwórcę energii elektrycznej z punktu widzenia sieci (tj. dostarcza energię elektryczną do sieci), w innych przedziałach czasowych ma neutralny wpływ na sieć (zrównanie konsumpcji z wolumenami wytwarzania), a w jeszcze innych – odgrywa rolę odbiorcy energii elektrycznej, dla którego konieczne jest zapewnienie dostaw energii oraz pokrycia zapotrzebowania na moc przez system elektroenergetyczny<sup>65</sup>.

Pakiet „Czysta Energia” (Clean Energy Package) przewidział wzmocnienie w państwach członkowskich pozycji społeczności energetycznych, których jednym z głównych zadań jest pobudzenie lokalnych społeczności do współdziałania i wytwarzania energii na własne potrzeby. Podkreśla się, że maksymalizacja autokonsumpcji jest jednym z głównych celów funkcjonowania społeczności energetycznych. Chodzi o to, aby nie tylko wspierać lokalną produkcję energii, ale również jej lokalną konsumpcję i minimalizować w ten sposób odległości przesyłu. Dla wsparcia takich zachowań, na przykład w Niemczech wprowadzono tzw. gwarancje pochodzenia regionalnego, które mają na celu „ujawnienie” energii elektrycznej z regionalnych OZE. Autokonsumpcja pozwala na obniżenie kosztów i strat dystrybucji oraz zmniejszenie ryzyka przeciążenia sieci dystrybucyjnych, a także wzmacnia zachęty dla odbiorców do zaangażowania w lokalnym rynku energii. Działalność społeczności energetycznych w autokonsumpcji energii elektrycznej ma więc bezpośrednie znaczenie dla innych podmiotów występujących na rynku energii, w tym przede wszystkim OSD, z którymi relacje muszą zostać odpowiednio uregulowane. Na przykład w kwestiach dotyczących opłat dystrybucyjnych, zarządzania przepływem energii elektrycznej i bilansowania sieci czy w kwestii wynagradzania za wzajemne usługi.

61 Tamże, str. 30.

62 H. Saele i in., *Introduction and development of Local Energy Communities in Europe*, 2021, str. 22.

63 Niemniej, należy mieć na uwadze, że przywoływane źródło odnosi się do określonej liczby społeczności energetycznej w Unii Europejskiej (76 takich organizacji). Niemniej, na podstawie cytowanego raportu uzasadniony jest wniosek o reprezentatywności wybranych społeczności.

64 Tamże, str. 34.

65 M. Gancheva i in., *Models of Local Energy Ownership...*, str. 23.



Spółeczności energetyczne mogą przynosić korzyści, np. zwiększając elastyczność systemu elektroenergetycznego poprzez świadczenie komercyjnych usług na rzecz operatorów sieci.

Wśród potencjalnych rozwiązań towarzyszących popularyzacji społeczności energetycznych wskazuje się także instytucję elektrowni wirtualnych<sup>66</sup>, a więc koncepcję zakładającą „wirtualne” łączenie większej liczby rozproszonych instalacji OZE i odbiorców, w celu lepszego dostosowania profilu wytwarzania jednostek wytwórczych oraz profilu odbioru. Warto jednak zauważyć, że część autorów wskazuje na konieczność zapewnienia w takiej konfiguracji również sterowalnego źródła, które pozwoli na lepsze dostosowanie tych profiliów.

Agregatorzy w formie wirtualnych elektrowni albo społeczności energetycznych mogą odegrać istotną rolę jako pośrednicy między różnymi rozproszonymi grupami odbiorców (np. indywidualnymi prosumentami) a rynkiem. Agregator ma w założeniu odpowiadać za pomoc w stabilizowaniu systemu dystrybucyjnego poprzez prognozowanie produkcji energii z OZE oraz odpowiednie reagowanie w momencie, kiedy potrzebne są zmiany w zużyciu lub generacji energii. Taki podmiot może też łączyć funkcję magazynowania energii, czym dodatkowo wspiera nie tylko OSD, ale także prosumentów. Dotąd w unijnych przepisach nie określono konkretnego modelu agregacji, a to zadanie pozostawiono państwom członkowskim. Jedną z możliwości jest przyjęcie modelu biznesowego typu *peer-to-peer* (P2P), który oznacza bezpośrednie transakcje handlowe pomiędzy prosumentami i konsumentami energii elektrycznej. Każda z tych grup może czerpać korzyści ze wspólnych inwestycji w aktywa energii odnawialnej i dzielić się wyprodukowaną energią. Transakcje P2P dobrze funkcjonują w modelu zbiorowej autokonsumpcji, ponieważ pomagają w zarządzaniu lokalnymi przepływami energii i zmniejszeniu zapotrzebowania na wzmocnienie sieci poprzez np. ich rozbudowę, a także generują pożądane efekty w zakresie strat i jakości energii.

Inną propozycją zaadresowania wyzwań związanych z bilansowaniem systemu elektroenergetycznego z rosnącym udziałem energetyki rozproszonej jest koncepcja autobilansowania się przez społeczności energetyczne, co ma nie tylko pozwolić na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, ale również stanowić potencjalne źródło dodatkowego przychodu dla tych społeczności<sup>67</sup>. Bilansowanie fizyczne polega na odpowiednim zarządzaniu aktywami przyłączonymi do sieci (np. punktami odbioru, jednostkami wytwórczymi, magazynami energii) w celu ograniczenia przepływów energii na danym obszarze autobilansowania. Takie obszary przynoszą korzyści w wymiarze lokalnego zarządzania mocą i prowadzą do redukcji mocy szczytowych, co w konsekwencji pozwala na zmniejszenie obciążenia infrastruktury sieciowej. W przeciwieństwie do autokonsumpcji w przypadku bilansowania fizycznego dochodzi do przewidywalnego obniżenia szczytowego obciążenia elementów sieci. Funkcje autokonsumpcji i bilansowania fizycznego są niezależnymi zjawiskami fizycznymi i mogą zachodzić niezależnie od siebie, z tym jednak zastrzeżeniem, że realizacja bilansowania fizycznego zawsze pociąga za sobą funkcję autokonsumpcji. Należy jednak podkreślić, że ta koncepcja wydaje się wymagać istotnego pogłębienia, w szczególności z punktu widzenia wpływu wprowadzenia takiego rozwiązania na funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej oraz np. kwestie związane ze zdolnością systemu zaspokojenia szczytowego zapotrzebowania czy odpowiednich środków na rozwój sieci elektroenergetycznej.

## 1.2. Geneza reformy EMD

66 Tamże, str. 20.

67 R. Centnarski, S. Pensky, K. Wawrzyniak, *Propozycja usługi autobilansowania (UAB)*, „Energetyka Rozproszona” (4)2021, str. 21 i n.



Ceny energii elektrycznej zaczęły gwałtownie rosnąć po złagodzeniu ograniczeń związanych z COVID-19 w 2021 roku, w związku z odbiciem gospodarczym w całej Unii Europejskiej, jednak rekordowe poziomy osiągnęły po rosyjskiej inwazji na Ukrainę w 2022 roku<sup>68</sup>. Najważniejszym czynnikiem był bezprecedensowy wzrost cen gazu, który ma decydujące znaczenie dla cen energii elektrycznej – na wielu unijnych rynkach cena energii elektrycznej kształtowana jest właśnie przez elektrownie gazowe, które zamykają stos *merit order*. Wzrost cen gazu podyktowany był kilkoma czynnikami, a dwoma kluczowymi była ograniczona dostępność dostaw z Norwegii, drugiego głównego eksportera gazu ziemnego do Unii Europejskiej, oraz polityka eksportowa prowadzona przez Rosję od połowy 2021 roku, nastawiona na ograniczenie dostępności gazu ziemnego na rynkach spotowych w Unii Europejskiej<sup>69</sup>, a ostatecznie – agresja Rosji na Ukrainę, która spowodowała wstrzymanie dostaw gazu ziemnego do Unii Europejskiej oraz deklaracje polityczne w sprawie stałego odejścia od importu tego surowca z kierunku rosyjskiego.

Należy jednak zauważyć, że pomimo kluczowego znaczenia kryzysu gazowego dla kryzysu energetycznego w Unii Europejskiej, wpływ na dynamiczny wzrost cen energii elektrycznej w Unii Europejskiej miały również inne zdarzenia, w tym przede wszystkim zaniechania w renowacji bloków jądrowych we Francji<sup>70</sup>, spowodowane również przez pandemię, a także sytuacja hydrologiczna, przede wszystkim w krajach skandynawskich.

Aby ograniczyć wpływ kryzysu energetycznego na obywateli oraz na gospodarkę europejską wprowadzono wiele doraźnych działań o charakterze interwencyjnym. Działania były wprowadzane przez Komisję Europejską na poziomie krajów członkowskich oraz na poziomie centralnym. Ich celem było wywołanie efektu „tu i teraz”, z założenia miały to być działania o charakterze krótko- i średnioterminowym oraz tymczasowym. Opublikowane ostatnio przez agencję ACER dane pokazują skalę i różnorodność wprowadzanych rozwiązań. W krajach UE oraz Norwegii **zaraportowano 439 przypadków zastosowania środków interwencyjnych w krajach UE oraz Norwegii o szacowanej wartości około 650 mld EUR**<sup>71</sup>.

Były to głównie działania ukierunkowane na dostępność cenową energii (tzw. *affordability*) – np. bony, ulgi podatkowe, dotacje itp. (64% podjętych działań) – oraz działania ukierunkowane na bezpieczeństwo dostaw – np. kampanie oszczędzania energii, uzupełnianie magazynów gazu, wspieranie wykorzystania węgla itp. (36% podjętych działań).

Kryzys energetyczny, który wybuchł w Unii Europejskiej, wskazał, że oparcie rynku energii elektrycznej wyłącznie na wycenie niewystarczalności (*scarcity pricing*) nie stanowi rozwiązania, które immunizowałoby europejski rynek energii elektrycznej na wystąpienie szoków spowodowanych zewnętrznymi czynnikami, takimi jak ograniczona dostępność surowców energetycznych, czy szokami spowodowanymi większymi awariami/wyłaczeniami kluczowych elektrowni w państwach członkowskich<sup>72</sup>.

68 F. Kuik i in., *Energy price developments in and out of the COVID-19 pandemic – from commodity prices to consumer prices*, „ECB Economic Bulletin” 4/2022, str. 96.

69 Tamże, str. 98.

70 G. Gaulier, Ch. Serfaty, *Energy balance in 2022: the crisis in nuclear power generation came at the worst possible time*, Banque de France; <https://www.banque-france.fr/en/publications-and-statistics/publications/energy-balance-2022-crisis-nuclear-power-generation-came-worst-possible-time> (dostęp 7.01.2024).

71 Źródło: Acer.

72 L. Meeus i in., *EUI Policy Brief no. 5: The 5<sup>th</sup> EU electricity market reform: a renewable jackpot for all European Package?* EUI Robert Schumann Centre, listopad 2022, str. 2.



Skala i wartość podjętych działań interwencyjnych wskazały na słabości funkcjonującego modelu funkcjonowania rynków energii w Unii Europejskiej, w szczególności na jego słabość w przypadku współwystąpienia kilku zdarzeń kryzysowych w tym samym czasie. Sytuacja związana z ostatnim kryzysem energetycznym była swojego rodzaju „stress testem”, który objawił mankamenty funkcjonowania obecnego mechanizmu rynku energii oraz sposobu wyceny energii opartego na mechanizmie cen krańcowych. W szczególności część autorów podnosiła, że kryzys energetyczny spowodował wątpliwości dotyczące sprawiedliwości modelu w sytuacjach szoków cenowych, gdzie konsumenci zmuszeni są ponosić bardzo wysokie koszty energii elektrycznej, generując jednocześnie wysokie „dodatkowe” zyski przedsiębiorstwom energetycznym<sup>73</sup>.

Na bazie zidentyfikowanych wyzwań oraz doświadczeń związanych z kryzysem energetycznym można wyprowadzić następujące wnioski:

- istnieje pilna konieczność zmniejszenia zależności cen energii elektrycznej od cen gazu ziemnego, a także zmniejszenia zależności gospodarki UE od importowanych surowców energetycznych<sup>74</sup>;
- energia ze źródeł odnawialnych w wielu przypadkach może nawiązywać rynkową konkurencję ze źródłami tradycyjnymi, dzięki stałym kosztom wytwarzania oraz rosnącej przewidywalności jej kosztów (cena nie podlega globalnym wahaniom koniunkturalnym, związanymi z cenami ropy, węgla, gazu);
- mechanizm wyceny oparty na cenach krańcowych zadział prawidłowo, jednak w sytuacjach kryzysowych prowadzi on do **kształtowania ceny na nieakceptowalnych społecznie poziomach**<sup>75</sup>;
- obecnie funkcjonujący mechanizm wyceny oparty na cenie krańcowej **jest nieadekwatny do kształtowania ceny energii w systemie z rosnącym udziałem energii z OZE**; nieadekwatność ta wynika z odmiennego kształtowania się ceny energii elektrycznej z OZE, m.in. w związku z brakiem ponoszenia przez producenta kosztów paliwa czy uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, które w dużej mierze mogą odpowiadać za dużą fluktuację cen energii elektrycznej, która w zasadzie nie wykazuje kosztów zmiennych (w przypadku energii konwencjonalnej mogą one stanowić nawet blisko 75% kosztu wytworzenia)<sup>76</sup>.

W związku z zaobserwowanymi niedoskonałościami w modelu funkcjonowania rynku energii wiele państw członkowskich oraz ośrodków eksperckich zaczęło postulować przeprowadzenie reformy systemu elektroenergetycznego w Unii Europejskiej. Warto jednak zauważyć, że zakres postulowanej zmiany różnił się i obejmował postulat dotyczący dokonania jedynie korekty obowiązującego systemu<sup>77</sup>, jak również pełną przebudowę i wyznaczenie nowego paradygmatu dla funkcjonowania rynków energii w Unii Europejskiej.

Przepisy określające zakres reformy rynku energii, biorąc pod uwagę skalę ambicji i potrzeby zmian legislacyjnych, zostały przygotowane i zaproponowane bardzo szybko. Od wstępnych założeń przygotowanych przez ACER do zatwierdzenia pakietu legislacyjnego przez Parlament

73 G. Zachmann, C. Heusaff, *Phased European Union electricity market reform*, Bruegel 16 marca 2023.

74 Tamże.

75 L. Meeus L. i in., *EUI Policy Brief no. 5...*, str. 2.

76 Obliczenia własne na podstawie World Energy Outlook 2023 dla technologii CCGT.

77 Tamże.



Europejski upłynęło jedynie 1,5 roku. Nie przeprowadzono także oceny skutków regulacji (zamiast tego przeprowadzono dość pośpieszne konsultacje).

Dokument /Data	Opis
Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design (ACER, 04.2022)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rekomendacja trzynastu działań, które mogłyby poprawić funkcjonowanie rynku energii, w tym wzmocnienie sygnałów długoterminowych, zwiększenie wymiany międzysystemowej, zbadanie możliwości wdrożenia cen lokalizacyjnych</li> </ul>
Short-Term Energy Market Interventions and Long-Term Improvements to the Electricity Market Design (KE, 05.2022)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Na podstawie ww. dokumentu ACER, KE przedstawiła dokument wyznaczenie kierunku działań w celu optymalizacji funkcjonowania europejskiego rynku energii elektrycznej, tak aby był on bardziej odporny na zmienność cen w przyszłości oraz dostosowany do przyszłego zdekarbonizowanego systemu energetycznego, przy coraz większym udziale OZE w produkcji energii elektrycznej</li> </ul>
Konkluzje EUCO z 15.12.2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zobowiązanie KE do przedstawienia reformy rynku energii w roku 2023</li> </ul>
Tzw. Non-papers – propozycje różnych krajów, zróżnicowane oczekiwania (III kw. 2022 – I kw. 2023),	<ul style="list-style-type: none"> <li>Niektóre kraje europejskie, np. Grecja, Hiszpania, Francja, Polska, Szwecja, w oczekiwaniu na propozycję treści reformy przedstawiały swoje wizje związane z kierunkami reformy rynku energii elektrycznej. Już na tym etapie widoczne były różnice związane z głębokością reformy i załączki dwóch obozów – radykalnego i opowiadającego się za stopniową ewolucją. Do pierwszej grupy zaliczyć można takie kraje jak Hiszpania (proponująca np. wprowadzenie CfD dla istniejących już aktywów) czy Grecja (proponująca rozdział rynków i utworzenie osobnego rynku dla energii pochodzącej z OZE). Do drugiej grupy zaliczyć można np. Niemcy</li> </ul>
Konsultacje dotyczące reformy EMD – 23.01.2023 – 13.02.2023;	<ul style="list-style-type: none"> <li>W miejsce oceny skutków regulacji zaproponowano ankietę skierowaną do przedstawicieli biznesu, administracji państwowych, organizacji pozarządowych oraz obywateli; czas na wypełnienie ankiety – 3 tygodnie, na analizę odpowiedzi i przygotowanie pakietu legislacyjnego – niespełna miesiąc</li> </ul>
Propozycja legislacyjna reformy EMD – 14.03.2023	
Opinia parlamentów krajów członkowskich – 23.05	<ul style="list-style-type: none"> <li>feedback od interesariuszy</li> </ul>
Proces legislacyjny – II połowa 2023 roku	<ul style="list-style-type: none"> <li>Opinia European Economic and Social Committee / Committee of the Regions</li> <li>Raport (draft report)</li> <li>Głosowanie komitetu ITRE (Committee on Industry, Research and Energy)</li> <li>Negocjacje – tzw. Trilog.</li> <li>Głosowanie na posiedzeniu plenarnym</li> <li>Zakończenie prac nad reformą EMD – grudzień 2023</li> </ul>



## 2. Co zmienia reforma EMD – ocena przedstawionego pakietu legislacyjnego

### 2.1. Opis zawartości pakietu EMD

Reforma EMD jest elementem większego pakietu, **tzw. The Green Deal Industrial Plan**. Jest to zestaw aktów prawnych, które w sposób kompleksowy i holistyczny starają się adresować wyzwania związane z transformacją energetyczną:

1. **Akt w sprawie przemysłu neutralnego emisyjnie** dotyczy rozwoju technologii, które w znacznym stopniu przyczynią się do obniżenia emisyjności, takich jak: fotowoltaiczna i termiczna energia słoneczna, elektrolizery i ogniwa paliwowe, energia wiatrowa, zrównoważony biogaz/biometan, akumulatory i magazynowanie, CCUS, pompy ciepła i energia geotermiczna, technologie sieciowe;
2. **Akt w sprawie surowców krytycznych**, którego celem jest zapewnienie przemysłowi bezpiecznych i zrównoważonych dostaw surowców krytycznych oraz znacznego zmniejszenia zależności UE od importu od jednego kraju będącego dostawcą takich surowców jak: lit, kobalt, nikiel, gal, bor, tytan, wolfram;
3. **Reforma struktury rynku energii elektrycznej (EMD)**, której celem jest:
  - budowa nowoczesnego systemu elektroenergetycznego opartego na odnawialnych źródłach energii, a jednocześnie stabilnego, przewidywalnego cenowo, transparentnego rynku energii, w którym konsument ma zapewnioną odpowiednią ochronę i szeroki wachlarz możliwości;
4. **Reforma EMD** – pakiet legislacyjny, wprowadzający zmiany w obowiązujących aktach prawnych regulujących zasady funkcjonowania rynków energii elektrycznej, tj.:
  - Dyrektywie 2019/944 w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej,
  - Dyrektywie 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych,
  - Rozporządzeniu 2019/943. sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej,
  - Rozporządzeniu 2019/942 ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER),
  - Rozporządzenie zmieniające rozporządzenia (UE) nr 1227/2011 i (UE) 2019/942 w celu poprawy ochrony Unii przed manipulacją na hurtowym rynku energii (REMIT).
  - Reforma EMD opiera się na zmianach mających na celu poprawę otoczenia regulacyjnego w następujących obszarach:
    - długoterminowego zabezpieczenia dostaw energii elektrycznej po racjonalnych kosztach
    - wzmocnienia ochrony odbiorców końcowych;
    - rozwoju rynku PPA w Unii Europejskiej;
    - ujednoczenia formy wsparcia dla nowych jednostek wytwórczych





## 2.2. Ocena wybranych propozycji reformy EMD

W tym rozdziale postaramy się przybliżyć subiektywną ocenę najważniejszych proponowanych rozwiązań w reformie EMD. Postaramy się wskazać, jakie konsekwencje – negatywne i pozytywne są związane z zastosowaniem wybranych rozwiązań.

### Kontrakty różnicowe (CfD)

Zaproponowano harmonizację zasad udzielania wsparcia publicznego dla inwestycji w nowe źródła energii odnawialnej. Preferowaną formą wsparcia mają się stać kontrakty różnicowe, czyli mechanizm polegający na zagwarantowaniu danemu producentowi określonej ceny energii elektrycznej w horyzoncie średnio- lub długoterminowym. Główne założenia kontraktów różnicowych zostały przedstawione na poniższym wykresie:



### Wykres 8. Główne założenia kontraktów różnicowych

Źródło: Florence School of Regulation<sup>78</sup>

Na wskazanym wyżej wykresie cena w kontrakcie określona została na poziomie 100 EUR/kWh (*strike price*), co oznacza, że państwo gwarantuje producentowi uzyskanie takiej ceny w horyzoncie czasowym określonym w kontrakcie. W przypadku uzyskiwania niższej ceny na rynku (kolumny 1–3 oraz 5) różnica pomiędzy ceną uzyskaną a ceną określoną w kontrakcie wypłacana jest przez państwo. Jednocześnie w przypadku wystąpienia na rynku wyższych cen energii (kolumna 4) producent będzie zobowiązany do zwrócenia środków ponad 100 EUR/kWh do państwa.

W związku ze zmianami na rynku energii – w tym rosnącą rynkową opłacalnością inwestycji czy koniecznością lepszego zarządzania również lokalizacją powstawania nowych instalacji – coraz

<sup>78</sup> <https://fsr.eui.eu/contracts-for-difference/> (dostęp 26.04.2024).



częściej pojawiają się postulaty dotyczące modyfikacji obecnie stosowanego podstawowego modelu kontraktów różnicowych na rzecz kontraktów premiujących (np. powstawanie określonych inwestycji w konkretnej lokalizacji systemu<sup>79</sup> czy wprowadzanie dodatkowej punktacji dla projektów, które pozwalają na bardziej efektywne wykorzystanie przyłączy, tj. dla instalacji z wyższym tzw. *capacity factor*).

Nowe regulacje na poziomie Unii Europejskiej preferują udzielanie wsparcia w formie CfD dla wybranych technologii (w tym dla technologii jądrowych). Umożliwiono zastosowanie elastycznej formuły kontraktów, np. przewidziano możliwość ich łączenia z umowami cPPA.

## + Plusy

**Powszechność stosowania:** kontrakty CfD to sprawdzony mechanizm, funkcjonujący już w wielu krajach europejskich, w różnych segmentach rynku. Kontrakty te są obecnie głównym elementem wsparcia publicznego w Polsce, reforma EMD w tym zakresie nie przynosi znaczących zmian dla rozwiązań stosowanych w Polsce.

**Atrakcyjność dla sektora bankowego/finansowego:** kontrakty CfD są postrzegane jako bezpieczne przez sektor finansowy, dzięki czemu możliwe jest pozyskanie tańszego kapitału.

**Bilateralna atrakcyjność kontraktów dla producentów oraz dla odbiorców:** dwustronne kontrakty CfD zabezpieczają zarówno przychody inwestorów (producentów energii), jak i odbiorców energii przed znaczącymi wzrostami cen. Warunkiem jednak jest przede wszystkim zapewnienie rynkowych akceptowalnych warunków kontraktów, które nie będą prowadziły do zakłócenia konkurencji na rynku.

**Potencjał elastyczności CfD:** mechanizm ten może premiować praktyki najbardziej efektywne ekonomicznie, również z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego. Co istotne, kontrakt różnicowy może być dostosowywany do długoterminowych celów polityki państwa i np. premiować powstawanie nowych źródeł energii w określonych miejscach w systemie w zależności np. od ograniczeń przesyłowych. System może również wspierać powstawanie określonych rodzajów instalacji, takich jak turbiny wolno-wietrzne w regionach o niższej wietrzności czy instalacje fotowoltaiczne. Niestety takie wytyczne nie zostały zawarte w reformie EMD ani też nie są obecnie stosowane w przypadku polskich aukcji OZE.

## - Minusy

**Ryzyko nieefektywności ekonomicznej kontraktu:** przy nieodpowiednim zaprojektowaniu kontraktu różnicowego, szczególnie przy zawyżonej cenie rozliczeniowej, mechanizm ten może powodować brak motywacji dla inwestora do optymalizacji wysokości produkcji w odniesieniu do warunków rynkowych bądź brak zachęty do inwestowania w bardziej efektywne rozwiązania technologiczne z lepszą charakterystyką produkcji czy doprowadzić do zaburzeń w procesie kształtowania się cen na rynkach spotowych oraz rynku bilansującym<sup>80</sup>.

79 Tamże.

80 Schlet I. et al., *Financial contracts for difference: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them*, „Energy Policy” 186/2024.



**Niedostosowanie mechanizmu do potrzeb MSP/społeczności energetycznych:** mechanizm kontraktu różnicowego może nie odpowiadać na wszystkie potrzeby inwestycyjne (np. nie jest to mechanizm odpowiedni dla przedsiębiorstw SME, dla których może okazać się dość złożonym mechanizmem).

**Niedostateczne premiowanie elastyczności i systemowego podejścia w CfD:** wprowadzone przepisy w tym zakresie nie zachęcają do udzielania kontraktów różnicowych instalacjom o płaskim profilu, które będą miały mniejszy negatywny lub wręcz pozytywny wpływ na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego, takich jak instalacje hybrydowe (OZE + magazyn), co mogłoby zapobiegać w przyszłości nasileniu się zjawiska kanibalizacji czy technicznym ograniczeniom produkcji. Oczywiście pozytywnie należy przyjąć uregulowania EMD w zakresie, w jakim zobowiązują do projektowania mechanizmów wsparcia w sposób uwzględniający funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego, jednak bardziej szczegółowe wytyczne w tym względzie czy większe włączenia ACER lub ENTSOe mogłoby pozwolić na lepszą harmonizację oraz zabezpieczenie potrzeb systemów elektroenergetycznych państw członkowskich czy wspólnego rynku energii.

W związku z powyższymi potencjalnymi korzyściami dla systemu elektroenergetycznego oraz realizacji kluczowych polityk państwa rekomendowane byłoby przeprowadzenie pogłębionych badań dotyczących optymalnego kształtu kontraktów różnicowych oferowanych w formie wsparcia państwowego. Sugestie dotyczące możliwych do zastosowania alternatywnych rozwiązań w zakresie konstruowania kontraktów CfD znajdujemy w literaturze<sup>81</sup>.

## JAKI WPŁYW NA POLSKI SYSTEM MAJĄ KONTRAKTY RÓŻNICOWE?

Sama konstrukcja kontraktów różnicowych nie jest niczym nowym dla polskiego systemu elektroenergetycznego. Wraz z wprowadzoną w 2016 roku zmianą systemu wsparcia dla produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii polski ustawodawca zastąpił system tzw. zielonych certyfikatów systemem opartym na organizowanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki aukcjach systemu polegających na udzielaniu długoterminowych kontraktów na dostawę do niego energii elektrycznej z instalacji OZE. W przypadku wygrania aukcji przez daną jednostkę wytwórczą OZE uzyskuje ona długoterminowy kontrakt na dostawę energii elektrycznej do systemu (kontrakt może obowiązywać do 15 lat) z jednoczesną gwarancją uzyskania zadeklarowanej w aukcji ceny (*strike price*). W przypadku notowań giełdowych poniżej poziomu określonego w kontrakcie państwo dopłaca różnicę wytwórcy. Natomiast w przypadku wzrostów cen (np. spowodowanych szokiem na rynku elektroenergetycznym) w sytuacji powstania dodatkowego salda na koncie producenta zwraca on nadmiar do państwa.

W konsekwencji powyższych uregulowań w zakresie wspierania produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł ostatnia reforma europejska nie wiąże się ze zmianami dla producentów. Warto jednak zauważyć, że zgodnie z przyjętymi regulacjami wsparcie wszystkich nowych niskoemisyjnych źródeł energii elektrycznej ma być oparte na formule kontraktów różnicowych. W konsekwencji również system wsparcia dla energetyki jądrowej w Polsce musiał dostosować się nowych regulacji, co skutkowało ograniczeniem możliwości wyboru dostępnych form wsparcia (takich jak forma wsparcia w modelu Mankala, RAB czy wypracowany w Polsce

81 M. Morawieka, D. Scott, *Balancing act. Two-sided contracts for difference for a speedy, cost-efficient and equitable energy transition*; <https://blueprint.raponline.org/deep-dive/contracts-for-difference/> (dostęp 7.01.2024), a także Schlet i in., *Financial contracts for difference...*



model wsparcia SaHo). Czy system wsparcia w formie kontraktów różnicowych dla energetyki jądrowej jest najbardziej efektywnym modelem? Odpowiedź na to pytanie jest wielopoziomowa i WiseEuropa próbuje na nie odpowiedzieć w najnowszym raporcie poświęconym temu zagadnieniu. Jak wynika jednak z oficjalnych wypowiedzi przedstawicieli Rządu RP w sprawie procesu notyfikowania systemu wsparcia dla pierwszej polskiej elektrowni jądrowej, ostateczny model wsparcia ma przyjąć właśnie formę kontraktów różnicowych, co wskazuje na dostosowanie prac rządu do procesu legislacyjnego w Unii Europejskiej.

Czy ograniczenie dostępnych modeli wsparcia jedynie do kontraktów różnicowych będzie miało również wpływ na inne obszary energetyki? Otwartym pytaniem, na które ciężko będzie odpowiedzieć w niniejszym raporcie, jest wpływ omawianej zmiany na np. polski Rynek Mocy (oczywiście poza spodziewanym wpływem związanym z wydłużeniem możliwości wspierania energetyki emisyjnej w ramach mechanizmów mocowych). Drugim zagadnieniem jest to, na ile uregulowania reformy rynku energii elektrycznej będą wpływały na inne obszary gospodarki – np. dekarbonizację przemysłu. Z jednej strony przepisy europejskie ograniczają swoje zastosowanie jedynie do kwestii budowy nowych mocy, a więc bezpośredni nie powinny oddziaływać na technologie związane z dekarbonizacją przemysłu. Z drugiej zaś jest możliwe, że wprowadzenie takiego uregulowania stanowić będzie jeden z argumentów przemawiających za wykorzystaniem formuły kontraktów różnicowych również dla wspierania technologii dekarbonizujących przemysł (np. poprzez węglowe kontrakty węglowe).

## Umowy cPPA

Zaproponowano szereg propozycji promujących stosowanie umów PPA. Najważniejsze proponowane rozwiązania to zapewnienie systemu gwarancji bankowych dla odbiorców energii (na wzór rozwiązań stosowanych w Norwegii i Hiszpanii). Ponadto kraje członkowskie są zobowiązane do usunięcia barier stosowania tych umów, w szczególności w odniesieniu do małych i średnich przedsiębiorstw.

### Plusy

**Potencjał w zakresie zabezpieczenia średnio- i długoterminowych dostaw:** badania wykazują, że znacząca liczba przedsiębiorstw energetycznych korzysta z możliwości zabezpieczenia się przed zmiennością cen energii elektrycznej wyłącznie poprzez zabezpieczanie dostaw w formie kontraktów bilateralnych lub kontraktów PPA<sup>82</sup>. Wskazuje to na bardzo wysoki potencjał tego rodzaju kontraktów dla długoterminowego zabezpieczania pozycji, na co również wskazywała Komisja Europejska przy pracach legislacyjnych nad EMD.

**Urynkowanie odnawialnych źródeł energii:** dzięki popularyzacji oraz zwiększaniu liczby kontraktów PPA prawdopodobnie spadnie konieczność udzielania wsparcia publicznego dla OZE – przede wszystkim dla dużych farm wiatrowych i fotowoltaicznych, które już obecnie są w stanie podjąć grę konkurencyjną ze źródłami konwencjonalnymi.

82 Zgodnie z badaniem przeprowadzonym dla rynku niemieckiego, z zabezpieczania się w formie kontraktów bilateralnych korzysta z tej formy zabezpieczenia. Więcej: THEMA Consulting, *Investigation of Bilateral Hedging and Hedging Strategies*, Luty 2020, str. 2 oraz w I. Schlet i in., *Financial contracts for difference...*



**Wsparcie dekarbonizacji przedsiębiorstw:** upowszechnienie kontraktów PPA oraz ich ustandaryzowanie pozwoli również na większe zaangażowanie się spółek z różnych sektorów w proces dekarbonizacji. Jest to szczególnie istotne w kontekście m.in. wymagań nakładanych przez nowe regulacje na poziomie Unii Europejskiej (taksonomia, raportowanie ESG).

W kontekście wykorzystania potencjału kontraktów PPA jedną z propozycji jest utworzenie dedykowanej platformy informacyjnej, która miałaby agregować informacje na temat zawartych umów PPA. W nowych regulacjach podkreśla się również znaczenie kontraktów PPA dla potrzeb zabezpieczania kontraktów na dostawę energii elektrycznej oraz ich immunizacji na dynamiczne zmiany cen.

## ➖ Minusy

**Ograniczenie transparentności na rynku:** popularyzacja obrotu giełdowego pozwoliła na wykształcenie się względnie neutralnego punktu odniesienia dla wyceny energii elektrycznej na danym rynku<sup>83</sup> przy jednoczesnym zapewnieniu lepszego dostępu do niego dla jego nowych uczestników. Powrót do rynku bilateralnego może osłabić mechanizmy giełdowe, a w konsekwencji negatywnie wpłynąć na transparentność rynku sprzedaży energii elektrycznej.

**Krótkoterminowe ryzyko negatywnego wpływ na ceny energii elektrycznej:** osłabienie rynków giełdowych w związku z powszechniejszym stosowaniem kontraktów PPA może doprowadzić do podwyższenia cen energii elektrycznej na giełdzie oraz podwyższenia średniej ceny w kontraktach bilateralnych. Dodatkowo, w przypadku „wyczerpania” się mocy OZE w systemie, ceny kontraktów PPA mogą wzrosnąć w związku z nienadążaniem strony podażowej względem strony popytowej.

## JAKI WPŁYW NA POLSKI SYSTEM MA UMOWA CPPA?

Rynek kontraktów PPA w Polsce, podobnie jak w całej Unii Europejskiej, podlega dynamicznemu rozwojowi. Popularność tego rozwiązania zwiększyła się wraz z kryzysem energetycznym, kiedy ceny energii elektrycznej na rynku publicznym (w Polsce – na Towarowej Giełdzie Energii) zwiększyły się wielokrotnie, a także podlegały istotnym fluktuacjom, powodując istotne trudności w zakresie odpowiedniego zabezpieczenia, w tym zabezpieczenia finansowego transakcji. Na przełomie lat 2021/22 wprowadzono szereg zmian regulacyjnych, które miały na celu ograniczenie wpływu tych wahań na handel energią na giełdzie (w tym poprzez zmniejszenie ekspozycji przedsiębiorstw energetycznych na ryzyka finansowe spowodowane obowiązkiem odpowiedniego zabezpieczenia transakcji giełdowych).

Jednocześnie zniesienie w okresie kryzysu energetycznego instytucji obliiga giełdowego, które nakładało na większość producentów energii elektrycznej obowiązek sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej na rynku zorganizowanym, stanowił drugi mechanizm wspierający rozwój rynku PPA w Polsce. Co prawda istotne wolumeny energii elektrycznej produkowanej w instalacjach odnawialnych źródeł zwolnione były z tego obowiązku, to jednak zniesienie obowiązku sprzedaży na giełdzie prowadzące do rozkwitu handlu bilateralnego mogło

<sup>83</sup> Zagadnienie rozwoju rynku giełdowego w Polsce został przedstawiony przez M. Sworę oraz J. Kamińskiego w: M. Swora, J. Kamiński, *Bringing in Liquidity and Transparency when the Power Sector is Consolidated: The Duty to Trade on the Power Exchange*, „Review of Economics and Institutions”, 8(2017).



zwiększyć zainteresowanie odbiorców bilateralnym nabywaniem energii, w tym również bilateralnym nabywaniem energii elektrycznej produkowanej w instalacjach OZE.

Ponadto warto zwrócić uwagę na to, że niektóre uregulowania wprowadzone w EMD również sprzyjają dalszemu rozwojowi kontraktów PPA. W związku z wyrażeniem wprost możliwości „dzielenia” generowanej energii pomiędzy publiczne systemy wsparcia a rynek kontraktowy producenci energii elektrycznej z OZE uzyskali dodatkową zachętę do minimalizowania ryzyk związanych z ich funkcjonowaniem na rynku energii elektrycznej.

## Hedging

Wprowadzenie obowiązku długoterminowego zabezpieczania pozycji przez sprzedawców energii w celu ograniczenia ryzyka związanego z gwałtowną zmianą cen na rynku konkurencyjnym oraz zapewnienie narzędzi kontroli realizacji tego obowiązku przez krajowe organy regulacyjne.

### + Plusy

Większy udział kontraktów długoterminowych w portfelu sprzedawców energii ustabilizuje ceny energii dla odbiorców energii w średnim terminie. Zapewni także większą ochronę konsumentom – ze względu na mniejszą ekspozycję na ryzyko cenowe zmniejszy się także ryzyko niewypłacalności dostawców. Obowiązek wpłynie pozytywnie na poprawę płynności w zakresie kontraktów długoterminowych (*forward* lub *futures*). Obecnie niska płynność w tym segmencie rynku jest istotnym problemem – może okazać się ona niewystarczająca, aby wszyscy uczestnicy rynku mogli spełnić wymagania w zakresie hedgingu w początkowym okresie wdrażania regulacji.

### - Minusy

Propozycja powoduje ograniczenia w swobodzie prowadzenia działalności i wyboru strategii handlowych. Zabezpieczenie wymagane może być dopiero w przypadku odpowiedniej płynności na rynkach terminowych i adekwatnym koszcie do zabezpieczanego ryzyka. Obecnie produkty terminowe o długim tenorze charakteryzują się niską płynnością, a ich stosowanie związane jest także z ponoszeniem wysokich kosztów zabezpieczeń.

Kontrola strategii handlowych przez organy regulacyjne może spowodować nadmierną biurokrację oraz obciążenie i niewydolność organów nadzorczych.



## JAKI WPŁYW NA POLSKI SYSTEM MA HEDGING?

Kwestia zabezpieczania długoterminowych kontraktów poprzez zawieranie długoterminowych kontraktów zabezpieczających raczej nie budzi większych wątpliwości. W przeszłości wiele przedsiębiorstw energetycznych, które postanowiły oprzeć swój portfel na kontraktach krótkoterminowych (kontraktach SPOT), stawało przed widmem bankructwa lub wręcz odbierana im była koncesja na obrót energią elektryczną jako instytucjom, które nie gwarantują swoją postawą odpowiedniego funkcjonowania rynków energii.

Jednocześnie również teraz na rynku energii elektrycznej nietrudno znaleźć przedsiębiorstwa, które w znacznej mierze gwarantują dostawy energii elektrycznej poprzez grę spekulacyjną, a więc w istotnej mierze opierają się na kontraktach krótkoterminowych, niekiedy uzupełnianych kontraktami średnio- lub długoterminowymi.

Wprowadzenie niektórych obowiązków z zakresu długoterminowego zabezpieczenia cen kontraktów prawdopodobnie nie będzie miało istotnego wpływu na funkcjonowanie rynku. Część przedsiębiorstw, które posiadają zbyt małą liczbę kontraktów długoterminowych koniecznych dla zabezpieczenia swoich długoterminowych pozycji, będzie musiała przeanalizować i niejednokrotnie zmienić swoją strategię. Jednocześnie, z racji na funkcjonujący wcześniej obowiązek sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców na giełdzie (obligo giełdowe), a w konsekwencji pewnego rodzaju zachętę dla przedsiębiorstw obrotu do zawierania długoterminowych kontraktów na dostawę energii, wydaje się, że wpływ regulacji europejskich będzie w tym zakresie istotnie ograniczony.

### 2.3. Post EMD, czyli dalsza ewolucja rynku energii

Propozycja reformy rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej od początku budziła emocje zarówno wśród państw członkowskich, jak również ekspertów. Wśród państw członkowskich powstały dwa stronnictwa – państw członkowskich wnioskujących o dokonanie bardzo głębokiej reformy rynku, w tym odejścia od podstawowych paradygmatów określania ceny na rynkach energii elektrycznej, oraz stronnictwo państw postulujących mniej dogłębne zmiany na rynku energii.

Ostateczny kształt reformy zaproponowany przez Komisję Europejską wydaje się bardziej podążać za oczekiwaniami tej drugiej grupy, sprowadzając reformę do wyposażenia państw członkowskich w dodatkowe instrumenty, które przede wszystkim mają na celu wzbogacenie dostępnego dla państw członkowskich instrumentarium wspierania inwestycji o nowe źródła energii elektrycznej<sup>84</sup> oraz wprowadzenie obowiązków dla uczestników rynku energii w zakresie odpowiedniego zabezpieczania swoich pozycji na rynku.

Zarówno kryzys energetyczny, jak również gotowość Komisji Europejskiej oraz współlegislatorów do podjęcia tematu reformy rynku elektroenergetycznego stanowiły przyczynek do rozpoczęcia licznych debat na temat pożądanego kierunku tych zmian czy identyfikacji obszarów, które wymagają poprawy w dotychczasowych regulacjach. W ramach projektu, którego podsumowaniem jest niniejszy raport, WiseEuropa przeprowadziło serię wywiadów

84 G. Zachmann, *How important is the new electricity market reform?*, „Bruegel Newsletter” 20 marca 2023.



z osobami kluczowymi dla polskiego sektora elektroenergetycznego. Poniżej przedstawiamy najważniejsze płynące z nich wnioski.

### 1. Zmiana była korektą rynku, a nie spodziewaną rewolucją

- Pomimo sporych oczekiwań części uczestników rynku sama **reforma sprowadziła się raczej do dokonania korekty na rynku europejskim oraz stała się sposobem na odzyskanie kontroli nad cenami energii elektrycznej przez decydentów<sup>85</sup>.**
- Nie należy z góry negatywnie oceniać zakresu zmian, gdyż pozwala on na zapewnienie pewności prawnej dla przedsiębiorstw energetycznych na rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej oraz na podtrzymanie procesu budowania wspólnego rynku.
- Krótki okres przeprowadzenia reformy, gdzie od przygotowania jej założeń do przyjęcia minął około rok, spowodował jednak, że **wiele kwestii kluczowych dla prawidłowego zapewnienia funkcjonowania instrumentów (takich jak kontrakty różnicowe czy kontrakty PPA) nie zostało uzgodnionych, co może negatywnie wpłynąć na rozwój sektora elektroenergetycznego oraz realizacji celów klimatycznych Unii Europejskiej.**
- Przy przygotowywaniu kolejnych reform dla rynku w szczególności wskazane jest przeprowadzenie pogłębionych konsultacji publicznych oraz pełniejszej oceny skutków regulacji. Z racji na krótki okres na przygotowanie nowych regulacji zarówno jeden, jak również drugi aspekt procesu legislacyjnego należy ocenić jako niewystarczający, co z kolei powoduje, że niektóre rozwiązania mogą mieć charakter zbyt ryzykowny.

### 2. Rynek giełdowy energii elektrycznej

- W przeprowadzonych ankietach oraz w ramach pogłębionych wywiadów z przedstawicielami sektora wielokrotnie wskazywano na niedosyt wynikający z **braku zaproponowania alternatywy dla mechanizmu cen krańcowych.** Jest to o tyle istotne, że kryzys energetyczny w latach 2021–2022 powiązany był z tym mechanizmem. Co więcej, w wywiadach pogłębionych pojawiały się postulaty dostosowania mechanizmu wyceny energii elektrycznej w sposób, który pozwoli w lepszym stopniu uwzględnić specyfikę produkcji energii z odnawialnych źródeł<sup>86</sup>.
- Pewien niedosyt budzi również brak wprowadzenie **ram prawnych dla produktów giełdowych powiązanych z kwestią mocy,** a nie tylko energii elektrycznej. Potencjalnym kierunkiem rozwoju mechanizmów wyceny mocy może być kierunek obecnie opracowywany oraz badany w Wielkiej Brytanii w związku z planowanymi zmianami na Rynku Mocy.
- Pewną próbą zmniejszenia oddziaływania mechanizmu ceny krańcowej jest wprowadzenie obowiązków w zakresie średnio- oraz długoterminowego zabezpieczania pozycji w drodze kontraktów PPA czy innych kontraktów gwarantujących lepszą przewidywalność cen energii.

### 3. Długoterminowe wsparcia dla nowych technologii

- Jak wskazywaliśmy powyżej, wprowadzenie obowiązków i zachęt do lepszego długoterminowego zabezpieczania pozycji należy ocenić pozytywnie, jako jeden z mechanizmów, który może przyczynić się do ograniczenia ryzyk fluktuacji cen na rynku energii elektrycznej.

85 Wywiad, Prezes Gawin.

86 Na aspekt ten wskazywali R. Gawin, G. Onichimowicz oraz W. Grabarczyk w ramach pogłębionych wywiadów przeprowadzonych w ramach projektu.





Należy jednak zauważyć, że wraz ze zwiększaniem udziału kontraktów bilateralnych w obrocie energią elektryczną dochodzić będzie do zmniejszenia się jego transparencji.

- Nowa reforma wskazała również **kontrakty różnicowe jako preferowany mechanizm dla wspierania innowacji czy budowy nowych mocy**. W ocenie naszych rozmówców regulacje europejskie są jednak niewystarczające. Co więcej, regulacje nie adresują kluczowych kwestii związanych z nieefektywnością kontraktów różnicowych, takich jak niska efektywność ekonomiczna tych kontraktów<sup>87</sup>. Innym identyfikowanym problemem jest brak wykorzystywania kontraktów różnicowych w celu odpowiedniego adresowania m.in. wyzwań z punktu widzenia systemowego, np. ograniczeń systemowych.

#### 4. Rozwój energetyki lokalnej

- Od przyjęcia Pakietu „Czysta Energia” coraz większy nacisk jest kładziony na rozwój lokalnych struktur współpracy w zakresie energii elektrycznej. Legislacja w ramach Europejskiego Zielonego Ładu oraz pakietów przyjmowanych w celu przeciwdziałania skutkom pandemii COVID-19 oraz przeciwdziałania skutkom agresji Rosji na Ukrainę podąża w tym samym kierunku, dalej wzmacniając pozycję regionów w politykach energetycznych państw członkowskich.
- Wysoki potencjał lokalnych społeczności w przyszłym systemie elektroenergetycznym został również podkreślany w toku wywiadów<sup>88</sup>. Warto zaznaczyć, że pomimo licznych prób zorganizowania lokalnych społeczności w Polsce, ich potencjał wciąż w znacznej mierze nie jest wykorzystany.
- Dla zwiększenia potencjału rozwoju lokalnej energetyki, a także w celu wsparcia realizacji postanowień pakietu „Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków” w zakresie umożliwienia dostępu do rynku hurtowego wszystkim uczestnikom rynku, w tym społecznościom energetycznym, wielokrotnie w wywiadach wskazywano na zasadność rozwoju produktów przez giełdy towarowe przeznaczone dla właśnie lokalnych społeczności, w tym usprawnienie wymiany energią elektryczną przez te społeczności.

## 2.4. Możliwa trajektoria rozwoju rynku

Na rynku możemy zauważyć trzy procesy, które wzajemnie się przenikają.

**Budowa i utrzymanie wspólnego rynku energii.** Od lat 90. ubiegłego stulecia budowane są struktury konkurencyjnego, wspólnego rynku energii elektrycznej. Jest to proces ciągły, który do tej pory odbywał się głównie na podstawie podejścia typu *top-down*. Oznacza to, że rozwiązania legislacyjne były wypracowywane na poziomie centralnym, a rynek i interesariusze musieli do propozycji legislacyjnych w dalszej kolejności dostosować. Obecnie, w związku z rozwojem energetyki lokalnej, dynamiką i poziomem innowacyjności procesów, konieczne

<sup>87</sup> W ramach wywiadów zgłaszane były m.in. mechanizmy rozliczania kontraktów różnicowych w Polsce odwołujących się do średniej ceny na rynku bieżącym (SPOTp), co może prowadzić do nadmiernej kompensacji dla wytwórców. Jako alternatywne rozwiązanie wskazuje się m.in. wprowadzenie mechanizmu *cap & floor* (tak jak ma to miejsce w projektowanym mechanizmie wykorzystania energii elektrycznej z elektrowni jądrowych we Francji) czy zmiana punktu odniesienia dla kontraktów, np. na rynki forward. Więcej: wywiad W. Graczyk, ankieta Menti.

<sup>88</sup> Wywiad z G. Onichimowiczem.



jest również włączenie do tego procesu podejścia *bottom-up*. Polega ono na identyfikacji istotnych trendów i zjawisk i odpowiadaniu na rodzące się oddolnie potrzeby w zakresie tworzenia regulacji.

**Budowa struktur energetyki rozproszonej.** Obecnie budowane są struktury systemu energetycznego zdecentralizowanego. Zmienia się także struktura własnościowa w sektorze wytwarzania i dystrybucji energii. Procesy te związane są z wdrażaniem innowacyjnych technologii oraz nowymi modelami biznesowymi. Dynamicznie wzrasta złożoność całego mechanizmu zarządzania energią oraz poziom cyfryzacji procesów. Te zjawiska stanowią ciągłe wezwanie dla regulatora, w jaki sposób regulować dynamiczne i oddolne procesy tworzenia się nowoczesnej energetyki.

## Budowa i utrzymanie wspólnego rynku energii

Proces top-down.

Budowa i utrzymanie wspólnego rynku energii na poziomie krajowym i unijnym.

Nadążny rozwój regulacji na poziomie centralnym, uwzględniający oddolne procesy związane z budową energetyki rozproszonej.

Intensywne wspieranie działań innowacyjnych w sposób niedyskryminacyjny i umożliwiający ich eksperymentalny charakter (np. piaskownice regulacyjne).

Identyfikacja i upowszechnienie "best practices".

Rozwój procesów, katalogu produktów i usług, w tym w szczególności dotyczących magazynowania energii czy organizacji rynku usług elastyczności w całym łańcuchu wartości.

## Budowa struktur energetyki rozproszonej

Proces bottom up, w dużej mierze turbulentny i samoorganizujący się.

Rozbudowa energetyki rozproszonej, lokalnej, prosumenckiej, obywatelskiej.

Intensywny rozwój technologii w tym rozwiązań cyfrowych w oparciu o "innowacje w trybie przełomowym".

Nowe modele biznesowe.

Wzrost znaczenia autokonsumpcji i autobalansowania (w tym magazynowanie energii, lokalne usługi elastyczności).

Stopniowa wirtualizacja handlu energią.

## Monizm elektroprosumencki

Pełna integracja międzysektorowa.

Płynna koegzystencja, integracja pomiędzy rynkami lokalnymi i regionalnymi.

Automatyczne rozliczenia za zużytą energię, oparte w dużej mierze o zaawansowane algorytmy.

Istotnym produktem na rynku będzie moc (energia będzie w znacznym stopniu produkowana i konsumowana lokalnie a obciążenia z tytułu przesyłania energii będą znaczne. Duża część energii będzie przedmiotem obrotu w ramach kontraktów bilateralnych).

Rynek regionalny będzie stanowił uzupełnienie rynku lokalnego; "wyższą instancję".

## Wykres 9. Możliwa trajektoria rozwoju rynku energii.

Źródło: opracowanie własne WiseEuropa



# Załącznik nr 1 – Pytania do wywiadów pogłębionych

## Pytania na temat reformy rynku energii elektrycznej (EMD – electricity market design) oraz wizji docelowego, nowoczesnego modelu rynku energii elektrycznej.

### Proces legislacyjny i propozycja EMD

1. Jak oceniają Państwo założenia reformy EMD? Czy biorąc pod uwagę okoliczności, jest to dobra propozycja? W trakcie konsultacji dotyczących reformy rynku energii w Wielkiej Brytanii (tzw. *Review of electricity market arrangement* – REMA), w kwestionariuszu zadano pytanie: „Czy przedstawiliśmy wszystkie dostępne opcje?”. Czy w Państwa ocenie w przypadku reformy EMD faktycznie rozpatrzono wszystkie istotne rozwiązania?

### Pytania ogólne dotyczące nowej struktury rynku energii

2. Obecna propozycja reformy EMD jest pierwszym z wielu kroków potrzebnych do stworzenia rynku energii, zapewniającego efektywne funkcjonowanie systemu opartego na OZE. Będzie to wieloletni proces, który będzie zachodził etapowo. Jakie powinny być kamienie milowe w procesie budowy nowej struktury rynku? Jaki czas jest potrzebny do jego budowy?
3. Czym się będzie handlować w przyszłości – podstawowym produktem będzie moc czy energia?
4. Czy jest szansa na wprowadzenie cen węzłowych? Jakie są wady i zalety takiego podejścia? Czy obok siebie mogą funkcjonować dwie perspektywy – lokalna (węzłowa) i strefowa?
5. UE konsekwentnie dąży do budowy wspólnego wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Czy jest szansa na budowę w pełni zintegrowanego rynku? Jeżeli tak – to czy byłby on efektywny i bezpieczny? Jeżeli nie, to co determinuje granicę, do jakiej powinna zachodzić integracja? Czy powinny decydować o tym względy techniczne, kwestie bezpieczeństwa, czy inne? Jakie są realne techniczne możliwości zwiększenia transgranicznych zdolności przesyłowych w średniej i długiej perspektywie czasowej? W jakim stopniu można polegać na imporcie energii, nie ryzykując wystąpienia istotnych zaburzeń w ciągłości dostaw?
6. Czy nowy model rynku w przyszłości będzie oznaczał koniec tradycyjnego podziału na sektory, np. energii, ciepła? Czy jest szansa na prawdziwą integrację międzysektorową? Jeżeli tak, w jakim obszarze będzie to stanowiło wyzwanie?



7. Czy powinniśmy dążyć do optymalnej struktury wytwarzania (miksu energetycznego) na poziomie krajowym lub UE? Jeżeli nie, to czy brak koordynacji nie stwarza ryzyka nadmiernej dominacji niektórych technologii, co z kolei może mieć negatywny wpływ na techniczne aspekty funkcjonowania systemu elektroenergetycznego?
8. Czy idea podzielnia rynku na segmenty dla energii z OZE (tzw. *as-available*) oraz energii ze źródeł sterowalnych i elastycznych (*on-demand*) jest wykonalna i atrakcyjna? Czy taki podział ułatwiłby zarządzanie pracą systemu elektroenergetycznego czy wręcz przeciwnie skomplikował ją?

### Pytania szczegółowe

9. Jakie są największe wyzwania techniczne, organizacyjne, inne (np. w zakresie bilansowania, utrzymywania parametrów sieci) stojące przed OSP/OSD w związku ze stale rosnącym udziałem energii pochodzącej z pogodozależnych źródeł energii? Jakie rozwiązania wdrażać i kiedy, aby zapewnić bezpieczną pracę systemu w przyszłości? Jakie rodzaje magazynowania i w jakim momencie czasowym powinny pojawić się w systemie? Czy zmieni się tradycyjny podział ról pomiędzy OSP/OSD?
10. Usługi elastyczności – jak powinien być zorganizowany rynek tych usług? Kto powinien być operatorem tego rynku (PSE, OSD, TGE)? Czy powinien być to element Rynku Mocy, rynku Bilansującego, Terminowego, SPOT? Oprócz wymienionych w EMD produktów typu *peak shaving*, jakie jeszcze produkty mogą być stosowane?
11. Jak finansować rozbudowę sieci przesyłowych i dystrybucyjnych? W którym z obszarów są większe potrzeby inwestycyjne? Czy obecne propozycje legislacyjne są wystarczające w tym zakresie? Czy współfinansowanie i zwiększenie roli prywatnych dystrybutorów mogą być dobrym, bezpiecznym rozwiązaniem?
12. Jak mogłaby być wyznaczana cena energii w przyszłości (np. oparta wyłącznie na jawnych notowaniach na konkurencyjnym rynku, syntetycznych wskaźnikach z rynku bilateralnego, w sposób automatycznie agregowany z zastosowaniem automatycznych algorytmów)?
13. Ostatnie wydarzenia na rynku pokazały, że mechanizm wyceny opartej na cenach krańcowych w sensie technicznym działa poprawnie, ale rezultat tej wyceny nie zawsze jest akceptowalny społecznie. Czy ceny krańcowe:
  - I. są najlepszym dostępnym mechanizmem wyceny energii i powinny pozostać na stałe podstawowym mechanizmem?
  - II. były dobrym mechanizmem, jednakże powinien on stopniowo być zastępowany bardziej wyrafinowanym lub zróżnicowanym rozwiązaniem w przyszłości?
  - III. są złym rozwiązaniem, które doprowadziło do dużej nierównowagi rynkowej i spowodowało konieczność stosowania wielu działań zaradczych? Powinien być zastąpiony lub uzupełniony jak najszybciej nowymi rozwiązaniami?



14. Czy zmiana zachowań konsumentów może być realnym tzw. game changerem z punktu widzenia zarządzania systemem elektroenergetycznym? Czy gospodarstwa domowe oraz firmy z sektora MŚP mogą być źródłem elastyczności? Jakie są warunki wdrożenia takich usług (inteligentne liczniki, kompletne wdrożenie CSIRE) oraz kiedy mogłoby to nastąpić?

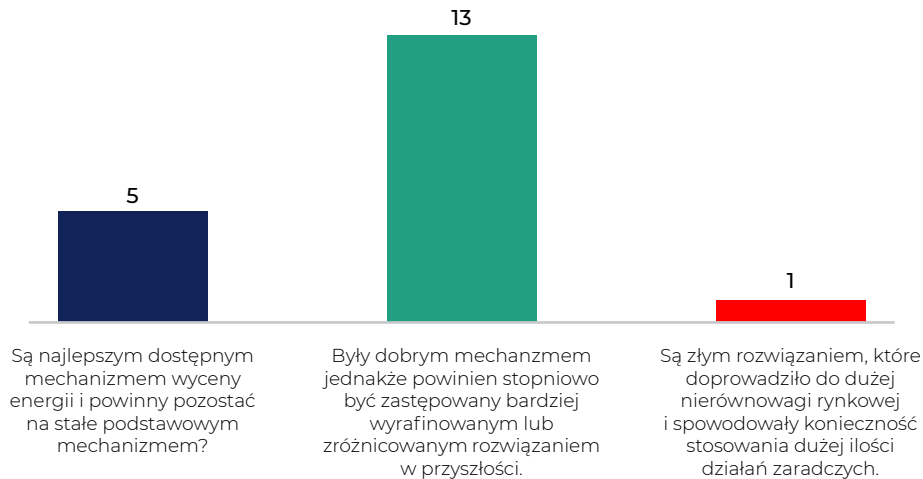
### Pytanie otwarte

Jaki aspekt reformy EMD jest wart omówienia, a nie został poruszony w powyższych pytaniach?

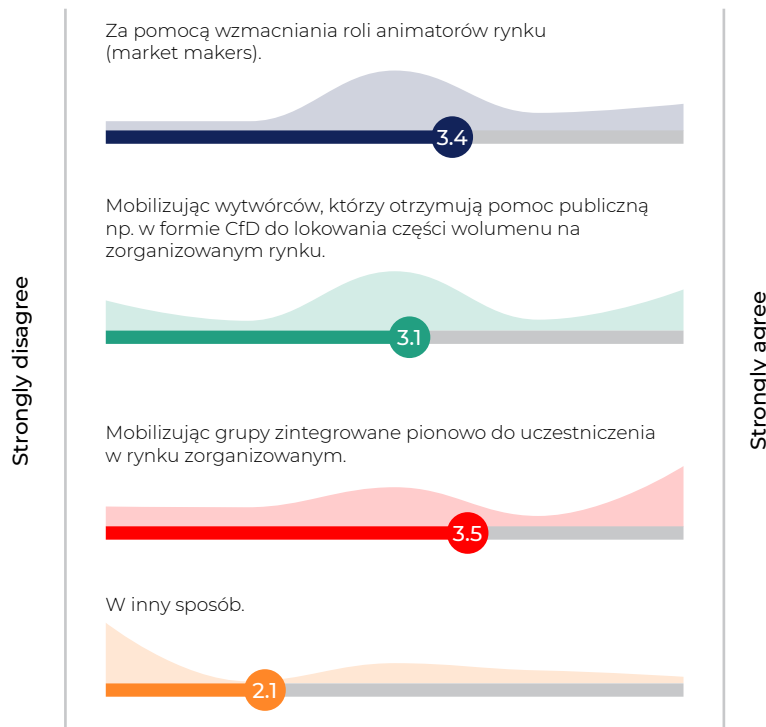


## Załącznik nr 2 – Wyniki ankiety

Czy ceny krańcowe:

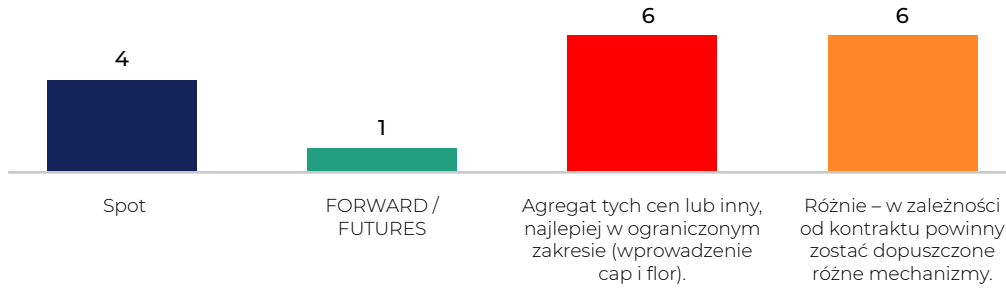


Jak zapewnić transparentność i odpowiednią płynność rynku?

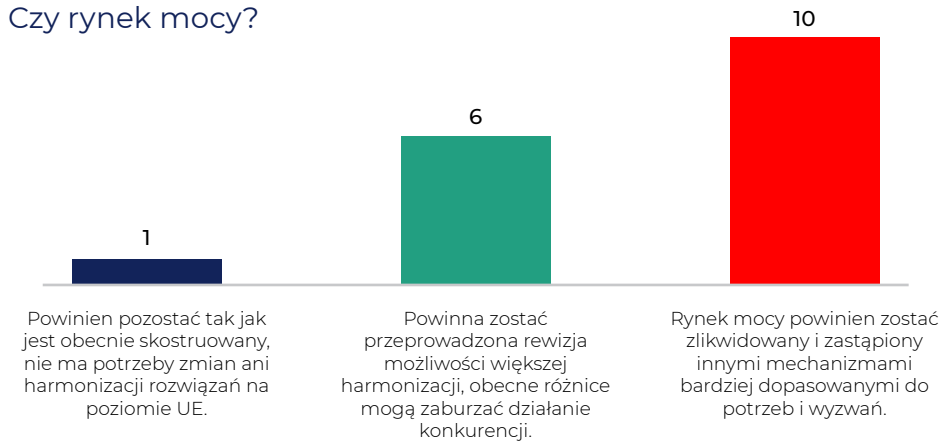




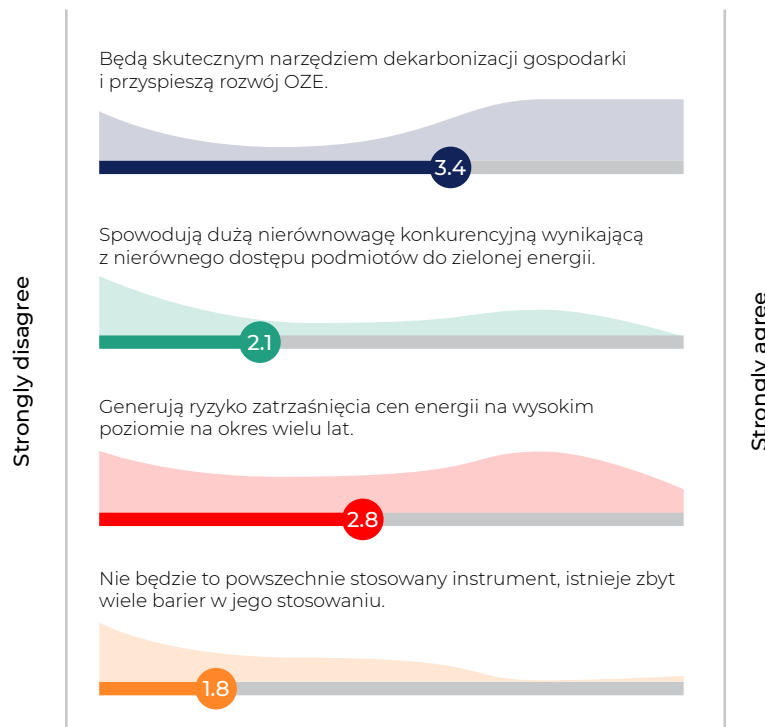
### Do jakiej ceny odniesienia powinien być pozycjonowany kontrakt CFD?



### Czy rynek mocy?



### Umowy cPPA są promowanym narzędziem w reformie EMD. Jaki będzie efekt upowszechnienia ich na szeroką skalę





## Fundacja WiseEuropa

WiseEuropa to niezależny think-tank, specjalizujący się w makroekonomii, polityce gospodarczej, europejskiej i zagranicznej.

Misją WiseEuropa jest poprawa jakości polityki krajowej i europejskiej oraz środowiskagospodarczegoprzezoparcieichnarzetelnych analizach ekonomicznych i instytucjonalnych, niezależnych badaniach oraz ocenach oddziaływania polityki na gospodarkę. Instytut angażuje obywateli, przedsiębiorców, ekspertów oraz twórców polityk publicznych z kraju i zagranicy we wspólną refleksję na temat modernizacji Polski i Europy oraz ich roli w świecie. Celem WiseEuropa jest działanie na rzecz aktywnej i zaangażowanej roli Polski w otwartym, zrównoważonym, demokratycznym rozwoju Europy. W centrum działalności WiseEuropa jest pobudzanie i inspirowanie debaty publicznej na temat przyszłości Polski i Europy.

[www.wise-europa.eu](http://www.wise-europa.eu)



20 marca 2024 roku, podczas Polskiego Kongresu Klimatycznego, Fundacja WiseEuropa otrzymała tytuł Lidera Transformacji Energetycznej 2024. W składzie kapituły konkursowej, przyznającej tę nagrodę, zasiadali m.in. przedstawiciele Polskiego Kongresu Klimatycznego, Krajowej Agencji Poszanowania Energii oraz Narodowego Centrum Badań i Rozwoju.





Programem **Energia i Klimat**, WiseEuropa analizuje procesy głębokich zmian gospodarczych, niezbędnych by przeciwdziałać zmianom klimatu oraz zapewnić długofalowe bezpieczeństwo energetyczne Polski i Europy. Wykorzystując szeroką wiedzę i doświadczenie ekspertów badamy, a także staramy się rekomendować, m.in. decydentom, działania i środki wspomagające transformację w sektorze energetycznym, tak by minimalizować jej negatywne skutki, chroniąc zarówno obywateli, jak i konkurencyjność polskiej gospodarki.

**Polecamy publikacje:**

*Czym są kontrakty różnicowe? Proste wprowadzenie do zagadnienia w sektorze energetycznym*

A. Witkowska, Warszawa 2024

*Konsultacje nt. reformy struktury unijnego rynku energii elektrycznej (EMD),*  
Renata Rożek, Warszawa 2023

*Jak uwolnić potencjał zielonej energii i poprawić konkurencyjność przedsiębiorstw w Polsce dzięki cPPA?*

Krzysztof Bocian, Piotr Czopek, Szymon Kowalski, Wojciech Lewandowski,  
Piotr Malik, Renata Rożek, Grzegorz Skarżyński, Dominik Strzałkowski,  
Bartosz Wilk, Paweł Wróbel, Warszawa 2023

