ANALIZY NA TEMAT cPPA 04

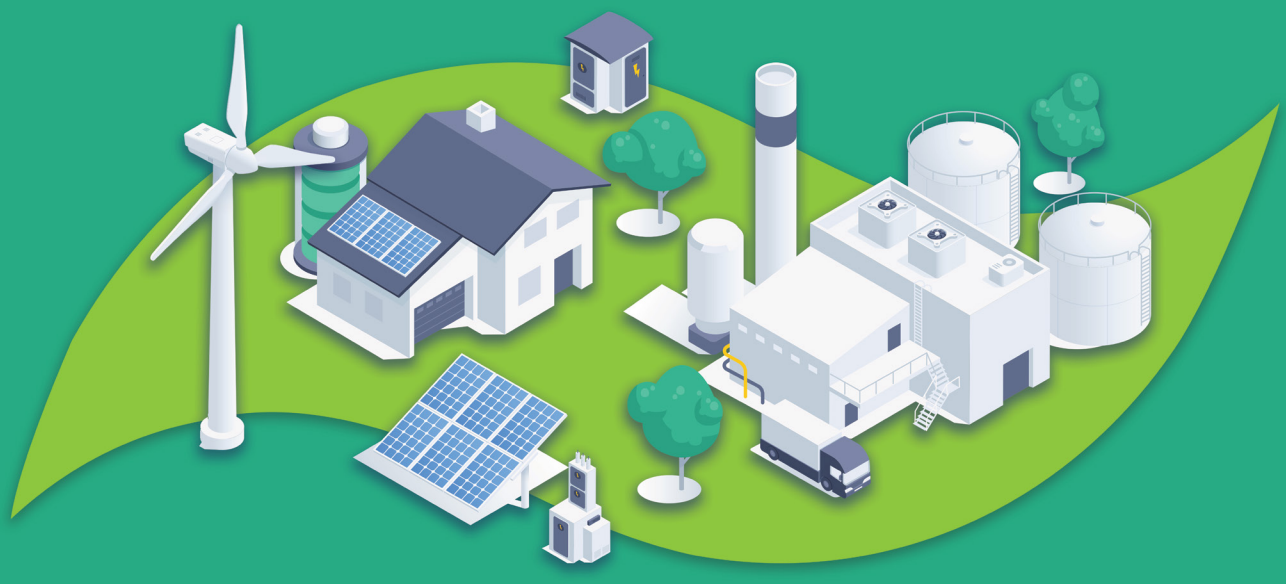
WiseEuropa

RE-Source POLAND
Energia z OZE dla przedsiębiorstw

Niewykorzystany potencjał umów cPPA

Przegląd barier regulacyjnych i rynkowych

Piotr Czopek, Szymon Kowalski, Renata Rożek, Dominik Strzałkowski
Współpraca: Krzysztof Kobyłka, Paweł Wróbel



Piotr Czopek, Szymon Kowalski, Renata Rożek, Dominik Strzałkowski
Współpraca: Krzysztof Kobyłka, Paweł Wróbel

Niewykorzystany potencjał umów cPPA

Przegląd barier regulacyjnych i rynkowych

Warszawa, 2023

Niewykorzystany potencjał umów cPPA

Przegląd barier regulacyjnych i rynkowych

Autorzy:

Piotr Czopek,
Szymon Kowalski,
Renata Rożek,
Dominik Strzałkowski

Współpraca:

Krzysztof Kobyłka,
Paweł Wróbel

Fundacja Warszawski Instytut Studiów Ekonomicznych i Europejskich

ul. Królewska 2/26
00-065 Warszawa

www.wise-europa.eu

Fundacja RE-Source Poland Hub

Ul. Langiewicza 14/4
70-263 Szczecin

www.resourcepoland.pl

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, Fundacja RE-Source Poland Hub, Warszawa, 2023

ISBN: 978-83-64813-72-6

Wstęp 5

Wprowadzenie 6

Kierunki rozwoju umów cPPAw prawodawstwie Unii Europejskiej 11

Obszary regulacyjne dotyczące OZE i PPA w Polsce 14

Rekomendacje działań w celu zlikwidowania zidentyfikowanych barierw rozwoju cPPA 16

Główne bariery dla rozwoju cPPA w Polsce 16

Kwestie sieciowe 17

Zasada 10H 28

Proces uzyskiwania pozwoleń na budowę instalacji odnawialnych źródeł energii 29

Transparentność i konkurencyjność rynku energii 32

Hedging 35

Standaryzacja umów cPPA 38

Agregacja umów cPPA 40

Wnioski 50

Wstęp

Niniejszy raport opisuje bariery regulacyjne i rynkowe dla rozwoju umów sprzedaży zielonej energii tzw. Corporate Power Purchase Agreement (cPPA). Jest on czwartym raportem z cyklu, mówiącym o problemach z płynnym wdrożeniem cPPA i samodzielnym wytwarzaniem zielonej energii w Polsce. Poprzednie trzy raporty[1] opisywały potrzebę korzystania przez odbiorców z umów cPPA i ich wpływ na realizację celów ESG oraz zapotrzebowanie gospodarki na zieloną energię. Miały one na celu przybliżyć odbiorcom zasady działania umów cPPA oraz pokazać, jak mogą z nich korzystać.

Niniejszy raport skierowany jest tym razem nie do odbiorców energii, ale do decydentów, ponieważ zawiera analizę barier regulacyjnych i rynkowych, które wpływają na możliwość praktycznego stosowania umów cPPA. W raporcie przedstawione zostały główne czynniki warunkujące rozwój cPPA wpływające na podaż źródeł energii odnawialnej w Polsce, jest to m.in. zasada 10h, która praktycznie w stu procentach wyeliminowała możliwość budowy instalacji wiatrowych. Ograniczenie podaży źródeł jest na tę chwilę w Polsce czynnikiem najbardziej wstrzymującym podpisywanie umów cPPA.

Obecnie obserwujemy bardzo duże zainteresowanie zieloną energią wśród odbiorców, którzy nie są w stanie zaspokoić tego zapotrzebowania z istniejących źródeł. Dodatkowo warte podkreślenia są ograniczenia związane głównie z transparentnością i stabilnością całego rynku. cPPA podobnie jak gospodarka potrzebują stabilnych regulacji w długiej perspektywie czasowej. Kontrakty cPPA jako, że ze swej natury są kontraktami długoterminowymi, potrzebują jako punktu odniesienia cen rynkowych, zatem działania takie jak likwidacja obliga giełdowego czy sztuczne i nieracjonalne ograniczanie cen wytwarzania energii powoduje niepewność wśród stron kontraktu co do sposobu obliczania cen. W związku z tym, wszelkie działania wpływające na obniżenie transparentności rynku mają negatywny wpływ na liczbę zawieranych na rynku kontraktów.

W raporcie omówione zostały również najnowsze trendy i kierunki rozwoju umów cPPA, wskazywane przez Komisję Europejską w kontekście nadchodzącej reformy rynku energii elektrycznej, w szczególności mające na celu ułatwienie zawierania umów cPPA małym i średnim przedsiębiorstwom. To właśnie omówienie tych oraz szeregu innych uwarunkowań rynkowych jest przedmiotem niniejszego raportu, który ma być jednocześnie drogowskazem dla decydentów pokazującym jakie działania należy podejmować, aby kontrakty typu cPPA mogły się w pełni swobodnie rozwijać.

Podsumowaniem raportu jest przedstawienie listy rekomendacji konkretnych działań, jakie mogłyby zostać podjęte w celu odblokowania pełnego potencjału drzemiącego w umowach cPPA.

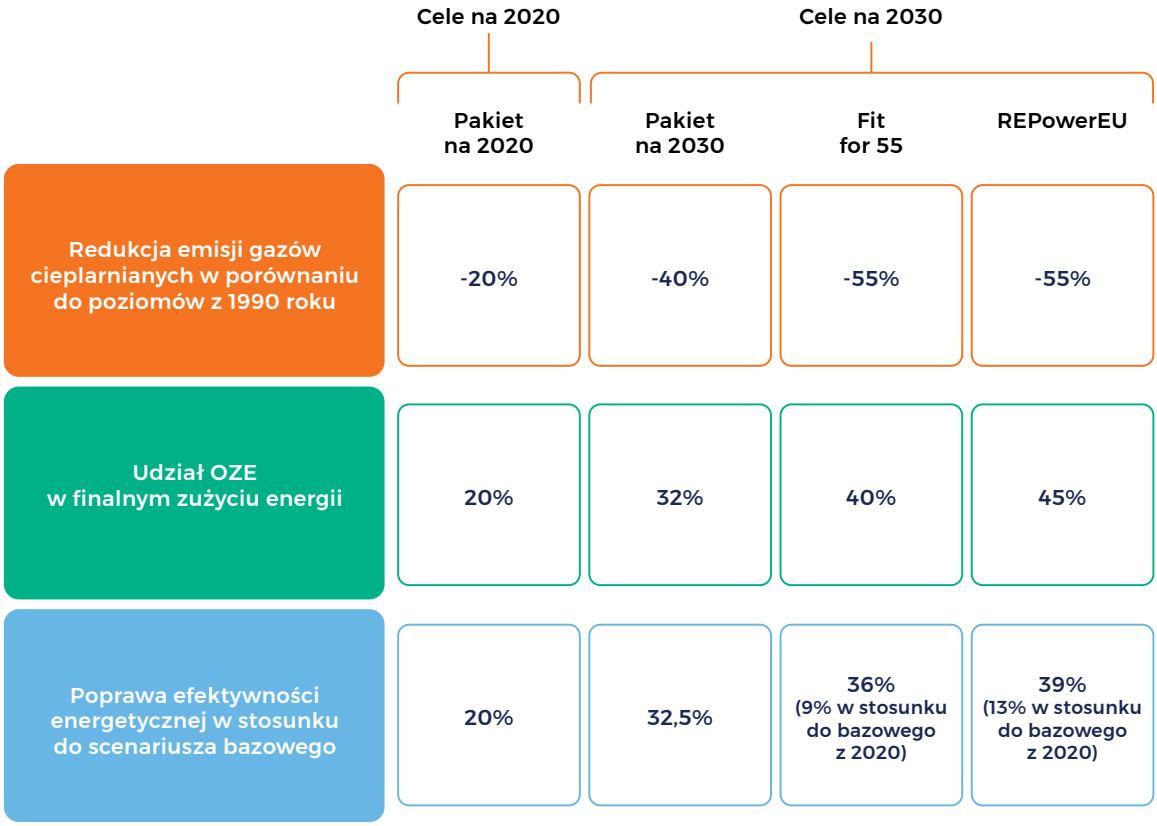
1 1) P. Wróbel, Sz. Kowalski, *Wymogi ESG a konkurencyjność przedsiębiorstw – Praktyczny przewodnik dla małych, średnich i dużych przedsiębiorstw*, Warszawa 2022; 2) K. Bocian, W. Lewandowski, P. Wróbel, *Zielone koło ratunkowe. Dostęp do czystej energii warunkiem konkurencyjności polskiego przemysłu*, Warszawa 2022; 3) P. Czopek, Sz. Kowalski, P. Malik, G. Skarżyński, B. Wilk, *cPPA jako szansa na tanią energię z OZE: Praktyczny przewodnik dla firm*, Warszawa 2022.

Wprowadzenie

Globalne megatrendy w zakresie transformacji energetycznej

Rozwój OZE i transformacja energetyczna jest obecnie powszechnym i nieodwracalnym procesem mającym zasięg globalny. Według najnowszej prognozy International Energy Agency (IEA), opublikowanej w październiku 2022 r. pt. *Renewables 2022 Analysis and Forecast to 2027*, w latach 2022-2027 globalna moc energii odnawialnej wzrośnie o prawie 2 400 GW, tj. prawie 75%. Prognoza IEA została skorygowana w górę o prawie 30% w stosunku do poprzedniej prognozy z grudnia 2021 roku, co było konsekwencją zmian w planach największych światowych gospodarek takich, jak 14. plan pięcioletni Chin, plan REPowerEU, czy Inflation Reduction Act (IRA) w USA, w odpowiedzi na kryzys energetyczny. W przypadku Unii Europejskiej poziom ambicji dla szeroko pojętej transformacji energetycznej wzrasta konsekwentnie na przestrzeni lat.

Schemat 1
Ewolucja celów unijnych w zakresie transformacji energetycznej



Źródło: Opracowanie własne.

Według wyżej wymienionego raportu IEA oczekuje się, że Polska niemal potroi swoją moc zainstalowaną, dodając 31 GW z odnawialnych źródeł energii w latach 2022-2027. Tezy prezentowane w tym raporcie wydają się bardzo śmiałe, jednakże wyraźnie

pokazują one kierunek i siłę zmian, których nie da się uniknąć. Największy przyrost mocy w źródłach odnawialnych będzie wynikał z rozwoju morskiej energetyki wiatrowej i energetyki słonecznej.

Wielkości prezentowane powyżej znajdują potwierdzenie w dokumentach krajowych. Według ostatniego raportu Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) – w Planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032 – obecnie wydane warunki przyłączenia pozwalają teoretycznie na powstanie następujących instalacji:

- ponad 20 GW źródeł słonecznych (bez uwzględniania prosumenckich powstałych po 31.12.2021 r.) o potencjale produkcyjnym rzędu 21 TWh/r,
- ponad 14 GW lądowych elektrowni wiatrowych o potencjale produkcyjnym rzędu 37 TWh/r,
- 10,9 GW morskich elektrowni wiatrowych o potencjale produkcyjnym rzędu 40 TWh/r.

Należy mieć na uwadze, że z różnych przyczyn nie wszystkie inwestycje, które mają wydane warunki przyłączenia będą realizowane, co z kolei stanowi jedną z barier rozwoju OZE. Optymalne wykorzystanie tych mocy nie będzie jednak możliwe bez równoczesnego upowszechniania technologii magazynowania oraz innych form elastyczności w tym Demand Side Response (DSR)[2]. Dlatego istotnym rozwijającym się mega trendem jest rozwój wszelkich technologii związanych z zarządzaniem energią i jej magazynowaniem, bez których transformacja energetyczna nie będzie możliwa. Projektując sukcesywny wzrost udziału OZE w miksie energetycznym, należy zatem równolegle uwzględniać wzrost udziału nowych technologii zapewniających integrację, a w przyszłości oparcie systemu na źródłach odnawialnych. W niedalekiej przyszłości technologie te powinny również znaleźć swoje odzwierciedlenie w umowach PPA / cPPA.

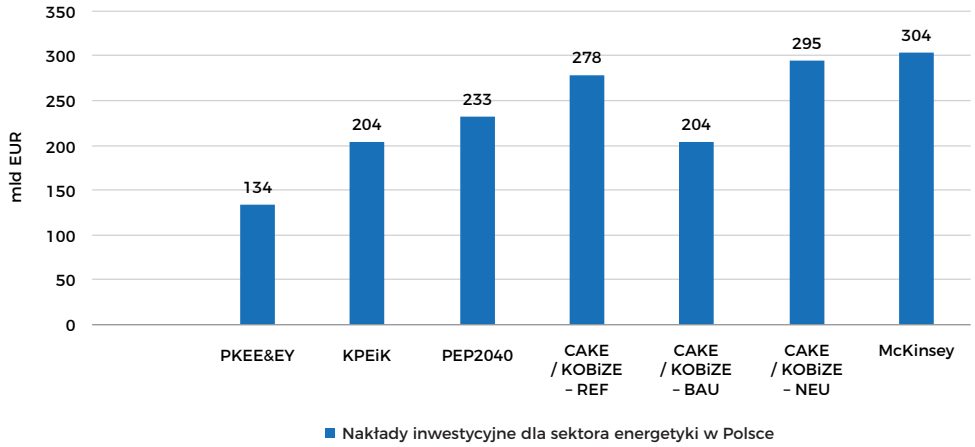
Luka inwestycyjna

Postawione cele są ambitne i przekładają się na ogromny wysiłek inwestycyjny, który musi zostać poniesiony. W sposób naturalny wywołuje to dyskusję o źródła finansowania inwestycji. Samo oszacowanie poziomu kosztów jest obarczone dużą niepewnością, a przytaczane w różnych źródłach szacunki znacznie różnią się między sobą w zależności od przyjętych założeń, a także poziomu ambicji w zakresie osiągnięcia neutralności klimatycznej.

2 DSR (ang. demand side responce) – usługa polegająca na czasowej redukcji poboru mocy przez odbiorców energii, w celu wsparcia stabilnego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Wykres 1.

Nakłady inwestycyjne dla sektora energetyki w Polsce



Źródło: Opracowanie własne.

Według ostatniego raportu Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej (PKEE), koszty transformacji dla sektora elektroenergetycznego szacowane są na poziomie 135 mld EUR, z czego inwestycje w odnawialne źródła energii to ok. 34 mld EUR. Luka inwestycyjna do roku 2030 (różnica pomiędzy zdolnościami inwestycyjnymi sektora, a jego potrzebami w zakresie transformacji i realizacji polityki klimatycznej) jest szacowana przez autorów raportu na ok. 77 mld EUR, przy zaangażowaniu prywatnych inwestorów krajowych i zagranicznych w wysokości 10,5 mld EUR. Kwoty te z pewnością są znaczące, jednakże biorąc pod uwagę rosnące koszty importu paliw oraz cele Unii Europejskiej w zakresie redukcji emisji CO_2, wydatki te są uzasadnione. Koszty importu surowców energetycznych do Polski, według danych Eurostat, tylko w 2021 roku wyniosły 17,7 mld EUR. Zgodnie z najnowszymi prognozami IEA koszt emisji CO_2 będzie nadal rósł i w 2030 będzie zawierał się w przedziale 90-250 EUR. Ostatnia reforma EU ETS podnosi poprzeczkę i poziom ambicji UE w zakresie poziomu redukcji, a także przyśpiesza wycofywanie puli darmowych uprawnień.

Potencjał rozwoju rynku cPPA

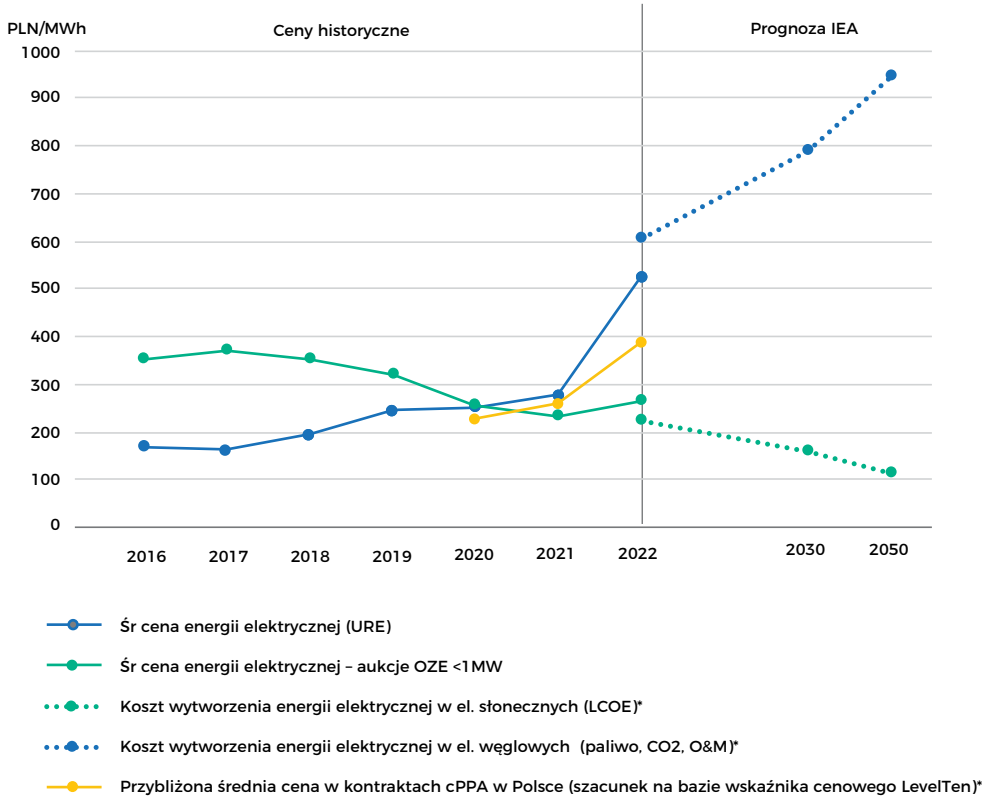
W kontekście opisanych powyżej potrzeb inwestycyjnych konieczne wydaje się zaangażowanie jak największej ilości kapitału prywatnego, np. dzięki zwiększeniu udziału umów cPPA. Jest to tym bardziej uzasadnione, ponieważ koszt odnawialnych źródeł energii osiągnął już tzw. grid parity (co oznacza, że są konkurencyjne względem źródeł konwencjonalnych) i nie wymagają one już tak intensywnego wsparcia ze środków publicznych, aby dalej się rozwijać.

Prognozy dotyczące poziomu LCOE[3] (dla technologii OZE oraz konwencjonalnych), a także kosztu paliw i uprawnień do emisji CO_2, jednoznacznie wskazują na to, że źródła OZE będą w przyszłości najtańszym dostępnym źródłem energii.

3 LCOE – Levelised cost of electricity; uśredniony koszt produkcji energii elektrycznej;

Wykres 2.

Porównanie historycznych cen energii elektrycznej oraz prognozowanych poziomów LCOE dla różnych technologii wytwarzania energii w Polsce i Europie



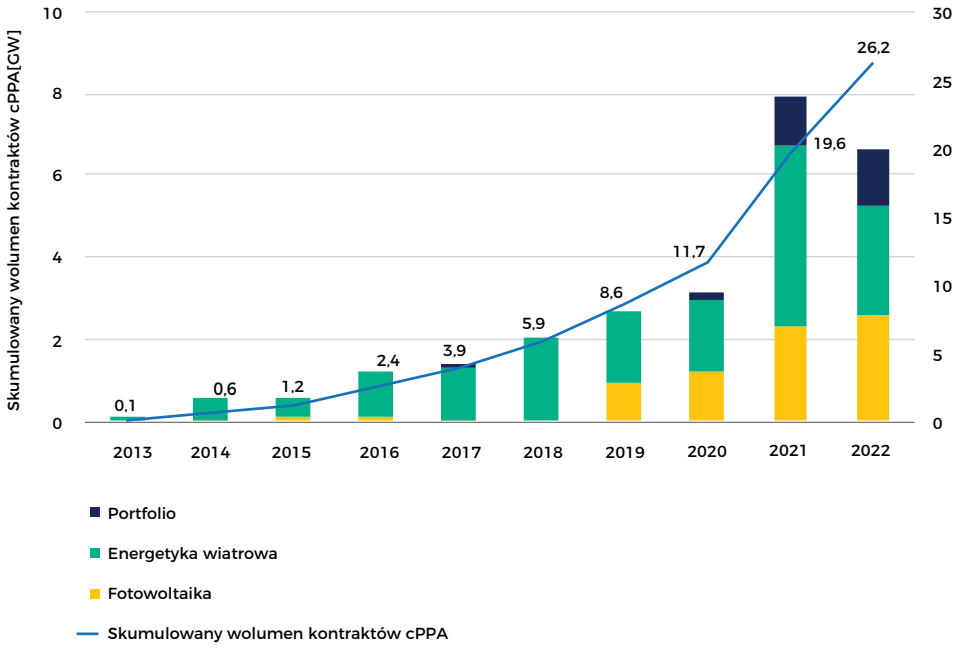
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych IEA – World Energy Outlook 2022, LevelTen, URE.

**Kurs EUR/PLN = 4.5*

Obecny trend rynkowy wskazuje na dynamiczny przyrost wolumenu zakontraktowanego w ramach umów cPPA. Według danych publikowanych na platformie RE-Source w Europie w ramach tych umów zakontraktowano nieco ponad 26 GW mocy, z czego Polska ma obecnie zakontraktowanych ok 0,8 GW.

Wykres 3.

Umowy cPPA zawarte w Europie w podziale na źródła wytwarzania



Źródło: Opracowanie własne.

Wzrostowi wolumenu kontraktowanego w ramach PPA / cPPA towarzyszy jednocześnie spadek aktywności w aukcjach OZE. W ramach aukcji przeprowadzonej w 2022 roku w Polsce do sprzedaży przeznaczonych było ponad 34 TWh energii elektrycznej z odnawialnych źródeł o łącznej wartości ponad 14,3 mld PLN (ok. 3 mld EUR). Łącznie zakontraktowano ok. 8,5 TWh (25 %) energii elektrycznej o wartości niespełna 2,5 mld PLN (ok. 0,53 mld EUR), co stanowi zaledwie 17 % w stosunku do udostępnionej puli. Na spadek zakontraktowanego wolumenu zarówno w ramach aukcji, jak i umów cPPA wpływała niestabilność i duża niepewność prognoz rynkowych cen energii, różnice cen referencyjnych w poszczególnych koszykach, a także niestabilne otoczenie prawne. Wydaje się, że w najbliższych latach zarówno w związku z kierunkiem wskazanym przez Komisję Europejską (o czym szczegółowo będzie napisane w kolejnych rozdziałach), jak i ze względu na uwarunkowania rynkowe, możemy spodziewać się dalszego spadku zainteresowania aukcjami OZE na rzecz długoterminowych umów sprzedaży energii elektrycznej typu cPPA.

Europejski Bank Inwestycyjny (EBI) i Komisja Europejska (KE) szacują, że do 2030 roku umowy cPPA będą obejmować 10-23% łącznej produkcji energii słonecznej i wiatrowej. Oznacza to, że w perspektywie najbliższych lat w Polsce możemy oczekiwać ok. 3-7 GW rozwijanych projektów w oparciu o umowy cPPA. Jako punkt odniesienia może posłużyć Irlandia, która w dokumencie pn. *„Krajowy Plan ds. Energii i Klimatu”* (KPEiK) wskazuje, że 15% zapotrzebowania na energię elektryczną zostanie pokryte ze źródeł odnawialnych zakontraktowanych w ramach cPPA.

Kierunki rozwoju umów cPPA w prawodawstwie Unii Europejskiej

Unijne regulacje w coraz bardziej zdecydowany sposób wskazują model cPPA jako ten, który powinien odgrywać jedną z głównych ról na rynku energii dla przedsiębiorstw. Potwierdza to nie tylko obowiązująca legislacja, ale przede wszystkim wprost wskazuje na to KE w rekomendacjach dla państw członkowskich. Najbardziej szczegółowo temat cPPA został zaprezentowany w rekomendacjach wydanych w ramach pakietu *REPowerEU* w maju 2022 roku. Stawia się w nim na przyspieszenie inwestycji w OZE, m.in. dzięki upowszechnieniu modelu cPPA. Kluczem jest tu rozwiązanie problemu powolnych i skomplikowanych procedur udzielania zezwoleń na duże projekty OZE, a ponadto uznanie energii ze źródeł odnawialnych za nadrzędny interes publiczny.

W zaleceniach KE dla państw członkowskich w sprawie przyspieszenia procedur wydawania zezwoleń na projekty dotyczące energii odnawialnej oraz ułatwienia zawierania umów zakupu energii elektrycznej (cPPA) wskazano konieczność by państwa:

- wprowadziły szybsze i krótsze administracyjne procedury wydawania zezwoleń;
- wprowadziły koordynację oraz jasne i zdigitalizowane procedury w celu zmniejszenia złożoności administracyjnych procesów wydawania zezwoleń;
- zadbały o odpowiednie zasoby ludzkie i ich kwalifikacje w podmiotach wydających zezwolenia;
- zadbały o lepszą identyfikację i planowanie lokalizacji dla projektów energii odnawialnej;
- szybko usunęły wszelkie nieuzasadnione bariery administracyjne lub rynkowe dla umów cPPA – w szczególności w celu upowszechniania ich wśród małych i średnich przedsiębiorstw,
- opracowały, zaplanowały i wdrożyły systemy wsparcia – oraz gwarancje pochodzenia – w taki sposób, aby były one zgodne z umowami cPPA, uzupełniały je i umożliwiały ich stosowanie,
- korzystały z praktyk opisanych w wytycznych zawartych w załączniku do omawianego zalecenia.

Można się więc spodziewać kontynuacji kierunku na wzmocnienie cPPA w ramach zapowiedzianej na bieżący rok reformy rynku energii elektrycznej.

Przedstawienie szczegółów planowanej reformy rynku energii elektrycznej zostało zapowiedziane na pierwszy kwartał 2023 roku, jednakże jej główne założenia są już znane. Nowy model rynku ma umożliwiać szybki rozwój źródeł OZE, a jednocześnie zapewniać stabilność ceny i dostaw w długim okresie. Centralną osią projektowanych zmian jest stabilizacja długoterminowa ceny energii – zarówno źródeł przychodu dla wytwórców i inwestorów oraz odbiorcy końcowego. We wszystkich rozważanych i prezentowanych koncepcjach kontrakty długoterminowe są wymieniane jako istotny element tej reformy. KE podkreśliła także znaczenie umów długoterminowych w komunikacie z 18 maja 2022 pn. *Krótkoterminowe interwencje na rynku energii i długoterminowe udoskonalenia struktury rynku energii elektrycznej – kierunek działania*. W ostatnim czasie, 23 stycznia 2023 r., zostały uruchomione publiczne konsultacje w sprawie nowego modelu rynku energii elektrycznej. W ankiecie konsultacyjnej, skierowanej do uczestników rynku, wiele uwagi poświęca się roli kontraktów długoterminowych (w tym cPPA) w transformowaniu sektora energetycznego w Europie.

Praktyczne wskazówki na temat ograniczania barier w upowszechnianiu umów cPPA zostały zawarte także w opracowaniu *Commercial Power Purchase Agreements – A Market Study including an assessment of potential financial instruments to support renewable energy Commercial Power Purchase*. Z kolei The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) w dokumencie *Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design* podkreśla konieczność umożliwienia zawierania umów cPPA szerszemu gronu odbiorców, a także poprawę płynności na rynkach terminowych.

Według KE jest szereg czynników, które będą sprzyjać upowszechnieniu umów sprzedaży energii odnawialnej dla przedsiębiorstw. Są wśród nich unijne ramy zrównoważonego finansowania, które zwiększą świadomość i zainteresowanie takimi umowami wśród przedsiębiorstw niefinansowych i finansowych, przyczyniając się do przekierowania kapitału na zrównoważone inwestycje. Istotne elementy unijnej polityki zrównoważonego finansowania – które szczegółowo przedstawiliśmy w poradniku nr 1 nt. cPPA[4] – obejmują przede wszystkim: rozporządzenie w sprawie taksonomii UE, pierwsze akty delegowane w sprawie klimatu dotyczące taksonomii UE oraz dyrektywę w sprawie sprawozdawczości na temat zrównoważonego rozwoju przedsiębiorstw (CSRD). Przyczyniają się one do zwiększenia przejrzystości w zakresie zrównoważonego rozwoju na rynkach finansowych i niefinansowych. Taksonomia UE określa ramy definiowania zrównoważonej ekologicznie działalności gospodarczej i ustanawia wymogi dotyczące ujawniania informacji na temat pewnych kluczowych wskaźników efektywności dla przedsiębiorstw finansowych i niefinansowych. Powiązany wniosek dotyczący dyrektywy w sprawie CSRD rozszerza zakres wymogów sprawozdawczych dla przedsiębiorstw niefinansowych na wszystkie duże spółki (notowane na giełdzie lub nie) oraz obejmuje notowane na giełdzie małe i średnie przedsiębiorstwa (MŚP). Wykorzystanie umów o zakup energii odnawialnej będzie ważnym instrumentem służącym do wykazania

4 P. Wróbel, Sz. Kowalski, K. Kobyłka, W. Lewandowski, P. Czopek, „Wymogi ESG a konkurencyjność przedsiębiorstw. Praktyczny przewodnik dla małych, średnich i dużych przedsiębiorstw", Warszawa 2022.

zgodności z odpowiednimi technicznymi kryteriami screeningu[5] określonymi w akcie delegowanym UE dotyczącym taksonomii i może zostać odzwierciedlone w kluczowych wskaźnikach.

KE wskazuje także konieczność określenia w Krajowych Planach ds. Energii i Klimatu (KPEiK) wszelkich barier dla rozwoju cPPA oraz wdrożenia środków ułatwiających ich stosowanie. Tym bardziej, że dotychczas tylko 8 państw członkowskich zawarło takie informacje w swoich planach. Nie ma wśród nich Polski.

5 screening – analizy zgodności inwestycji z technicznymi kryteriami

Obszary regulacyjne dotyczące OZE i PPA w Polsce

W polskim systemie prawnym istnieje cały szereg regulacji istotnych z punktu widzenia rozwoju odnawialnych źródeł energii. Kluczowymi aktami prawnymi są w tym względzie:

- ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne,
- ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (ustawa OZE) oraz
- ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (ustawa offshore).

W odniesieniu do ustawy – Prawo energetyczne, w kontekście rozwoju OZE, najważniejsze regulacje dotyczą kwestii przyłączania źródeł wytwórczych do sieci elektroenergetycznej oraz zagadnień związanych z koncesjonowaniem tych źródeł. Innym ważnym aspektem, który uregulowany jest w przedmiotowym akcie prawnym, to zasady kształtowania polityki energetycznej państwa – są to kluczowe zagadnienia w kontekście tempa prowadzonej w Polsce transformacji energetycznej.

Jeżeli chodzi o ustawę OZE, to głównym jej elementem są regulacje związane z mechanizmami wsparcia odnawialnych źródeł energii. Ustawa określa kilka takich mechanizmów: system aukcyjny, system oparty na świadectwach pochodzenia, gwarancje pochodzenia, system taryf gwarantowanych *feed-in tariff* i *feed-in premium*, system prosumencki oraz system dla spółdzielni energetycznych, a także dla wytwarzania biogazu rolniczego.

Wiele elementów regulowanych w ustawie OZE jest pochodną regulacji europejskich, głównie dyrektywy 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, oraz nieimplementowanej w pełni dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (tzw. dyrektywa RED II). W kontekście niezbędnej implementacji przepisów dyrektywy RED II do polskiego porządku prawnego, należy zauważyć, że przepisy ustawy OZE wymagać będą istotnej zmiany, m.in. poprzez konieczność wprowadzenia regulacji w obszarze energetycznego wykorzystania biomasy (kryteria zrównoważonego rozwoju), aktualizacji w obszarze gwarancji pochodzenia, zmiany w sposobie raportowania postępów realizacji celów OZE, zmiany w obszarze prosumentów, społeczności energetycznych, itp. Prace nad stosowną nowelizacją ustawy OZE są obecnie w toku (projekt o nr UC99).

Ustawa offshore (najmłodsza z wyżej wymienionych), podobnie jak ustawa OZE, koncentruje się w głównej mierze na mechanizmie wsparcia dedykowanym jedynie morskiej

energetyce wiatrowej – obszar ten został wyodrębniony z systemu zdefiniowanego dla rozwoju odnawialnych źródeł energii z uwagi na swój charakter. Specyfika ta spowodowała, że w ustawie offshore znalazły się dedykowane dla tej technologii odrębne rozwiązania, również w obszarze sieciowym. Rozwiązania prawne w obszarze sektora offshore na dzień dzisiejszy można określić jako korzystne, co jest niezmiernie istotne w związku z faktem, że morska energetyka wiatrowa z uwagi na duże wolumeny generowanej energii już dziś jest obiektem zainteresowania wielu podmiotów w kontekście zawarcia umów cPPA. Oznacza to, że w przyszłości ten segment OZE może odegrać istotną rolę na rynku długoterminowych umów korporacyjnych.

Rekomendacje działań w celu zlikwidowania zidentyfikowanych barier w rozwoju cPPA

Główne bariery dla rozwoju cPPA w Polsce

Czynniki, które mogą stanowić barierę w rozwoju umów cPPA w Polsce, ze względu na to jaki wpływ wywierają, możemy podzielić na trzy główne kategorie. Wyróżniamy wśród nich:

- **czynniki wpływające na podaż projektów OZE ze strony deweloperów** (co bezpośrednio wpływa na podaż projektów które mogą być oferowane w ramach umów cPPA). W Polsce najistotniejsze bariery w tym zakresie wynikają z niedostatecznego rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych (trudności z uzyskaniem warunków przyłączenia), wydłużonych i skomplikowanych procedur wydawania pozwoleń administracyjnych (tzw. permiting), procedur uzyskania decyzji środowiskowych oraz obowiązywania restrykcyjnych przepisów zakazujących lokalizowania elektrowni wiatrowych na lądzie (tzw. zasada 10h). Do tych barier również zaliczają się wprowadzone ostatnio limity cenowe dla producentów inframarginalych (tj. producentów energii elektrycznej w technologiach o niższych kosztach wytwarzania, takich jak odnawialne źródła energii, energia jądrowa i węgiel brunatny). Powodują one niepewność wśród inwestorów co do rentowności przedsięwzięć inwestycyjnych w źródła OZE.

- **czynniki wpływające na zapotrzebowanie na umowy cPPA ze strony odbiorców końcowych**, takie jak: zdolność podmiotów do zaciągania zobowiązań, wysokie wolumeny energii oferowane w ramach umów cPPA (bariera wejścia dla podmiotów o mniejszym zapotrzebowaniu na energię), złożoność i kosztowność procesu negocjacji, wysoki poziom ryzyka związany z niewywiązaniem się kontrahenta z zapisów umownych lub jego upadłością, trudność w znalezieniu odpowiedniego partnera, długi okres obowiązywania umowy (w przypadku mniejszych kontrahentów lub branż charakteryzujących się krótkimi cyklami koniunkturalnymi), duży odstęp czasowy pomiędzy momentem negocjowania umowy a rozpoczęciem faktycznych dostaw energii.

- **czynniki wpływające na ogólny ekosystem inwestycyjny**, czyli niestabilność lub niedostosowanie prawa i procesów, niewystarczająco transparentny rynek energii, brak produktów zabezpieczających dedykowanych dla energii generowanej w źródłach OZE, brak wystarczającej płynności na rynkach terminowych, niewystarczająca cyfryzacja i automatyzacja procesów, niski poziom wiedzy na temat umów cPPA oraz brak rozpoznania potrzeb mniejszych odbiorców w tym zakresie.

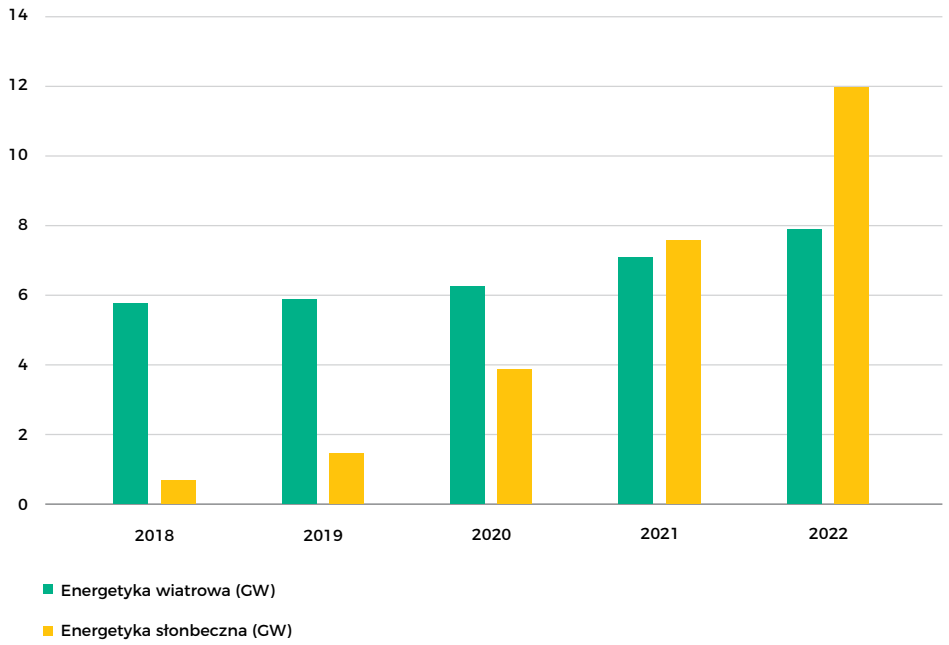
W niniejszym raporcie przedstawiamy kompleksowe rekomendacje mające na celu zniwelowanie opisanych powyżej barier. Proponowane kierunki działania są spójne z zaleceniami KE oraz oficjalnymi rekomendacjami ACER i EIB, o których pisaliśmy szczegółowo w sekcji dotyczącej prawodawstwa unijnego.

Kwestie sieciowe

Wstęp do zagadnień sieciowych

Kilka ostatnich lat, to prawdziwy boom w rozwoju odnawialnych źródeł energii, który dotyczył przede wszystkim źródeł fotowoltaicznych (głównie prosumenckich). Natomiast lądowa energetyka wiatrowa została całkowicie zablokowana na mocy ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, która wprowadziła tzw. zasadę 10H. Pozostałe technologie OZE rozwijają się w sposób bardzo ograniczony. Dla zobrazowania powyższego warto wspomnieć, że moc instalacji PV wzrosła z 611 MW w styczniu 2019 r. do 11 478 MW we wrześniu 2022 r., czyli blisko 20 razy w ciągu niespełna 4 lat. Jednocześnie moc zainstalowana OZE w tym okresie wzrosła z poziomu 8 529 MW do 21 421 MW, co oznacza, że w analizowanym okresie moc zainstalowana wszystkich źródeł OZE wzrosła o 12 892 MW, z czego aż 10 876 MW w źródłach PV[6].

Wykres 4.
Moc zainstalowana OZE w latach 2018-2020



Źródło: Opracowanie własne

6 Na podstawie Biuletynów miesięcznych *Informacja statystyczna o energii elektrycznej*, Agencja Rynku Energii S.A.

Tak dynamiczne tempo rozwoju źródeł fotowoltaicznych przyczyniło się do wprowadzenia dużej nierównowagi oznaczającej wykorzystanie mocy przyłączeniowych w sposób mało efektywny z punktu widzenia generacji energii elektrycznej przy jednoczesnym ograniczeniu mocy przyłączeniowych dla kolejnych projektów inwestycyjnych (w tym wiatrowych, które będą możliwe do realizacji po liberalizacji zasady 10H).

Duża ilość zrealizowanych i rozwijanych projektów OZE przyczyniła się do powstania problemów z przyłączaniem nowych jednostek wytwórczych. Według raportu przygotowanego przez ClientEarth na podstawie danych z Urzędu Regulacji Energetyki (URE)[7], wynika, że w ostatnich dwóch latach (2020-2021) najwięksi operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) wydali łącznie 5037 odmów wydania warunków przyłączenia o łącznej mocy ponad 20 GW. Co istotne, ilość odmów bardzo dynamicznie rośnie z każdym miesiącem – w samym 2021 r. wydano 3751 odmów (o łącznej mocy około 15 GW), co w porównaniu do 2020 r. stanowiło wzrost aż o 70%.

Wykres 5.

Liczba negatywnych decyzji otrzymanych przez podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci w latach 2015-2021

Źródło: ClientEarth. Prawnicy dla Ziemi – Sieci – Wąskie gardło polskiej transformacji energetycznej, lipiec 2022.

Zaistniała sytuacja budzi z jednej strony duży opór po stronie podmiotów realizujących inwestycje w odnawialne źródła energii, dla których odmowa wydania warunków przyłączenia oznacza brak możliwości ich budowy, z drugiej zaś stawia pod znakiem zapytania możliwość szybkiej transformacji energetycznej. Operatorzy sieci dystrybucyjnych odnosząc się do krytycznej oceny ograniczonych możliwości przyłączeniowych jako uzasadnienie tego stanu rzeczy przedstawiają zły stan techniczny sieci elektroenergetycznych i potrzebę zaangażowania dużego kapitału na ich modernizację oraz znacznego zaangażowania czasu na realizację inwestycji sieciowych. Nienajlepszy stan techniczny sieci elektroenergetycznej, będący wielokrotnie komunikowany, stał się przeszkodą uniemożliwiającą kolejne przyłączenia nowych źródeł OZE do sieci.

7 ClientEarth. Prawnicy dla Ziemi – Sieci – *Wąskie gardło polskiej transformacji energetycznej*, lipiec 2022

Kolejnym, równie istotnym argumentem uzasadniającym trudności w uzyskaniu warunków przyłączenia (a w chwili obecnej całkowity brak takiej możliwości) jest konieczność zarezerwowania zdolności przyłączeniowych dla farm wiatrowych na morzu o mocy 10,9 GW, co przewidziane jest dopiero na 2031 rok. Wynika to bezpośrednio z ustawy offshore, a właściwie ze sformułowania wprowadzonego na jej podstawie do ustawy Prawo energetyczne mówiącego o tym, że przyłączenie obiektu, nie może wpływać ograniczająco na wprowadzanie do sieci mocy pochodzącej z tych farm. Co istotne, problem ten może pogłębić się w związku z proponowanymi zmianami do ustawy offshore (zmiany te zostały zaproponowane w nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii – projekt UC99), które zakładają istotne zwiększenie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w systemie aukcyjnym z 5 GW do 12 GW. Wydaje się to być słusznym posunięciem postulowanym od dłuższego czasu przez branżę morskiej energetyki wiatrowej.

Wskazane powyżej ograniczenia i wyzwania nie powinny jednak przysłaniać faktu, że zgodnie z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, na operatorów sieci dystrybucyjnej nałożony jest obowiązek do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z ubiegającymi się o to podmiotami.. Powinno się to odbywać na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania w pierwszej kolejności instalacji OZE, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania energii. Wskazane w wyżej wymienionym przepisie sformułowanie „warunki techniczne i ekonomiczne" jest powszechnie znane inwestorom, niemniej jednak nie jest ono ustawowo zdefiniowane, co zawsze wywoływało problemy interpretacyjne. Dotychczasowa praktyka orzecznicza Prezesa URE oraz sądów rozpatrujących odwołania od jego decyzji w sprawach dotyczących odmów przyłączenia, zapełnia tę lukę, aczkolwiek może prowadzić do nieoptymalnych (z punktu widzenia rozwoju odnawialnych źródeł energii) rozwiązań.

W większości sytuacji to nie ekonomiczne, a techniczne warunki są podstawą do wydania odmowy warunków przyłączenia (choć aspekty techniczne wynikają często z braku odpowiednich inwestycji sieciowych). Częstą praktyką operatorów sieci dystrybucyjnej jest wskazanie, że za brak warunków technicznych uznają sytuację, kiedy ekspertyza wpływu planowanych instalacji wytwórczych na sieć (w szczególności dotyczy to sieci 110 kV) wskazuje, że mogłoby to prowadzić do powstania lub pogłębienia istniejących przeciążeń wybranych elementów sieci. Niestety, w ekspertyzach tych powszechnie pomija się informacje, że:

- przeciążenia te występują przez bardzo ograniczony czas w roku,
- można je stosunkowo łatwo wyeliminować (np. poprzez ograniczenie generacji w okresie przeciążenia),
- samo przeciążenie nie musi oznaczać automatycznie istotnych skutków dla sieci, w szczególności w odniesieniu do linii napowietrznych.

Powyższe problemy oraz wyzwania związane z przyłączaniem nowych źródeł wytwórczych do sieci elektroenergetycznej oznaczają konieczność podjęcia działań, zarówno

na poziomie inwestycyjnym, jak również legislacyjnym. Warto mieć na względzie, że występujące w Polsce problemy w tym zakresie nie są odosobnionym przypadkiem – dynamiczny rozwój OZE stwarza podobne wyzwania również na innych rynkach. Możliwość czerpania z doświadczeń innych państw to cenna lekcja, którą warto zastosować na krajowym podwórku. Poniżej zaprezentowane zostały możliwe do implementowania rozwiązania, które w znacznym stopniu pomogą w rozwiązaniu zidentyfikowanych wyzwań. Do rozwiązań tych zaliczono wdrożenie na szeroką skalę *cable poolingu* (współdzielenia infrastruktury przyłączeniowej) oraz linii bezpośrednich. Dalszym wyzwaniem będzie możliwość współfinansowania przez inwestorów inwestycji sieciowych niezbędnych dla rozwoju projektów OZE.

Współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej – *cable pooling*

Współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej przez różne podmioty, posiadające źródła wytwórcze o różnej charakterystyce wytwarzania energii, to rozwiązanie, które może być bardzo pomocne w zwiększaniu „chłonności" źródeł OZE przez system elektroenergetyczny. Koncepcja ta opiera się na założeniu, że obecnie infrastruktura przyłączeniowa jest wykorzystywana w sposób nieefektywny przez źródła OZE – stopień wykorzystania mocy w przypadku np. źródeł PV wynosi w Polsce około 950 – 1050 h/MW/rok, a w przypadku energetyki wiatrowej około 2900 – 3300 h/MW/rok na ogólną ilość 8760 h/rok. Oczywiście stopień wykorzystania mocy nie oznacza, że produkcja w tych źródłach odbywa się jednie przez odpowiednio 1050 czy 3300 godzin w roku, niemniej jednak pokazuje, że infrastruktura przyłączeniowa może być lepiej wykorzystana poprzez łączenie źródeł wytwórczych o różnej charakterystyce pracy.

Współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej, w szczególności przez źródła wiatrowe i fotowoltaiczne, spowoduje nie tylko odblokowanie możliwości przyłączania kolejnych instalacji do sieci w miejscach, gdzie nie ma już dostępnych mocy przyłączeniowych, ale będzie miało również korzystny wpływ na bilansowanie sieci elektroenergetycznych, poprzez wygładzenie profilu produkcji w danym punkcie przyłączenia do sieci w różnych okresach. W szczególności źródła wiatrowe oraz fotowoltaiczne są dla siebie komplementarne w tym sensie, że co do zasady, wytwarzają energię w różnych okresach. Źródła fotowoltaiczne charakteryzują się wysoką produkcją energii w ciągu dnia, a w skali roku – latem, natomiast źródła wiatrowe – w nocy i zimą. Wygładzenie profilu produkcji poprzez łączenie różnych rodzajów źródeł wytwórczych w danym punkcie przyłączenia powinno ułatwić operatorom bilansowanie systemów.

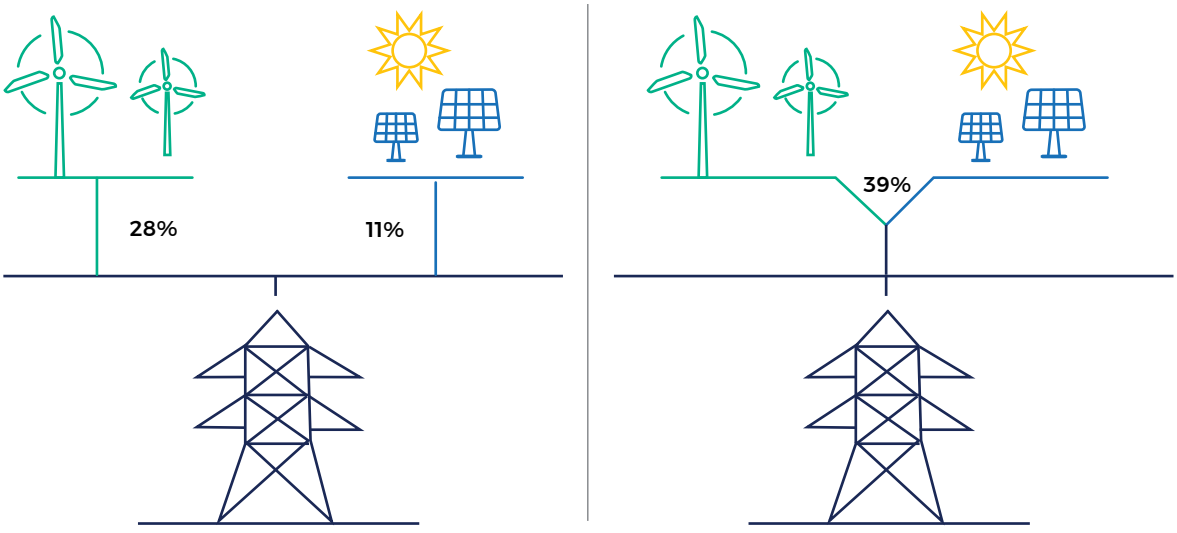
Idea współdzielenia infrastruktury energetycznej pomiędzy farmy wiatrowe i słoneczne jest uzasadniona ujemną korelacją prędkości wiatru i natężenia promieniowania słonecznego. Dodatkowym argumentem przemawiającym za takim rozwiązaniem jest dobowe przesunięcie dużych prędkości wiatru na godziny nocne, wobec oczywistego braku generacji słonecznej w tym czasie. Dla rzeczywistego zobrazowania powyższych zależności na zlecenie Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej dokonano analizy prac dwóch źródeł o mocy zainstalowanej 20 MW – farmy wiatrowej oraz farmy fotowoltaicznej (PV). Z przeprowadzonej analizy porównawczej przebiegów generacji farmy wiatrowej oraz PV wynika, że pomimo, że moc znamionowa farmy wiatrowej jest

w ciągu roku wielokrotnie przekraczana, jeśli współpracuje z nią farma PV o identycznej mocy, to liczba tych przekroczeń obejmuje około 10% kwadransów w roku. W związku z powyższym możliwe jest takie ograniczanie mocy farmy PV, by łączna moc obydwu farm nie przekroczyła mocy przyłączeniowej, tj. 20 MW. Oczywiście każde tego typu ograniczenie mocy oznacza wymierne koszty finansowe, niemniej jednak każdy inwestor dokona indywidualnej oceny ryzyka, czy tego typu ograniczanie generacji oznaczać będzie utratę rentowności danego projektu czy też nie. Zgodnie z przeprowadzoną analizą, w omawianym przypadku roczna redukcja generowanej energii wynosiłaby 11%. W tym wypadku należy jednak pamiętać, że dodatkową korzyścią, którą należy uwzględnić w kalkulacji biznesowej jest konieczność poniesienia mniejszych nakładów na infrastrukturę sieciową nowego źródła (w tym wypadku PV). Dodatkowo należy zauważyć, że w ramach projektów realizowanych przy wykorzystaniu *cable pooling* można dostosować drugie źródło w sposób ograniczający konieczność redukcji generowanej energii, poprawiając tym samym efektywność kosztową przedsięwzięcia (przy budowie przy istniejącej farmie wiatrowej o mocy 20 MW nowego źródła PV o mocy 10 MW roczna redukcja generowanej energii wynosiłaby jedynie około 5%, co przy ograniczonych kosztach związanych z budową nowego przyłącza staje się bardzo interesującą alternatywą).

Dostrzegając korzyści płynące z poprawy efektywności wykorzystania istniejącej infrastruktury sieciowej oraz w związku z koniecznością podjęcia pilnych działań na rzecz odblokowania możliwości przyłączania nowych źródeł OZE do sieci, rekomenduje się pilne wdrożenie rozwiązań umożliwiających wykorzystanie rozwiązań opartych o *cable pooling*.

Schemat 2.

Wykorzystanie mocy poszczególnych źródeł mocy osobno oraz w ramach *cable poolingu*

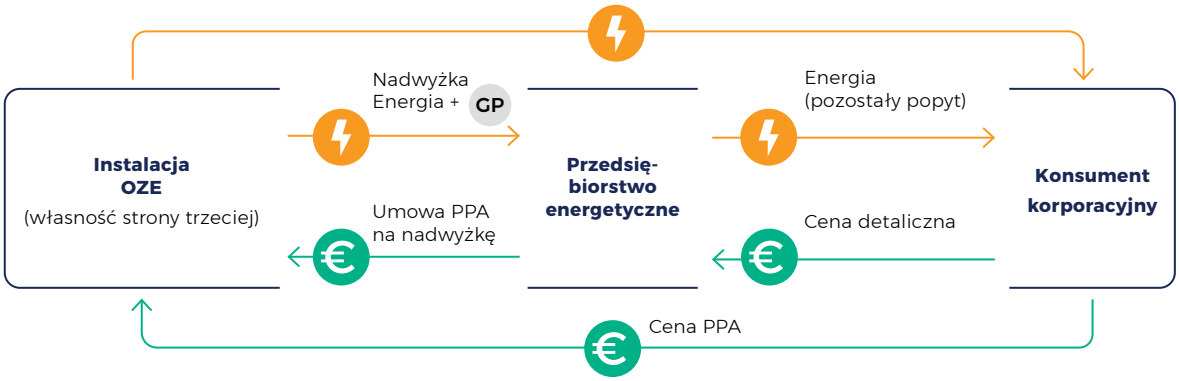


Źródło: Opracowanie własne.

Linia bezpośrednia

Budowa linii bezpośredniej to rozwiązanie, które jest wysoce pożądane nie tylko z uwagi na możliwość przyłączania nowych źródeł OZE bez konieczności budowy nowych mocy przyłączeniowych, a co za tym idzie bez potrzeby wzrostu kosztów dystrybucji (koszty związane z budową linii bezpośredniej oczywiście muszą się pojawić, niemniej jednak nie obciążają one odbiorców końcowych przyłączonych do operatora sieci dystrybucyjnej lub operatora sieci przesyłowej (OSD/OSP), inaczej niż w przypadku rozbudowy sieci w zakresie niezbędnych do przyłączania innych źródeł przez samego operatora). Istotną przewagą linii bezpośredniej jest bowiem możliwość bezpośredniej dostawy „zielonej" energii do odbiorców (w rzeczywistości do dużych podmiotów konsumujących znaczne ilości energii elektrycznej) – jest to coraz istotniejszy element dla odbiorców przemysłowych nie tylko z uwagi na rosnące koszty energii elektrycznej. Kluczowego znaczenia w produkcji nabiera bowiem konieczność liczenia tzw. śladu węglowego produktów (trend ten jest coraz bardziej widoczny w polityce przemysłowej UE i należy spodziewać się większej wagi tego czynnika w przyszłości). Dla wszystkich podmiotów oferujących swoje produkty na wewnętrznym rynku UE oznacza to, że coraz większego znaczenia nabierać będzie nie tylko fakt, że do produkcji wykorzystywana będzie energia odnawialna, ale również to, że będzie ona dostarczana bezpośrednio od wytwórcy do zakładów produkcyjnych.

Schemat 3.
Sposób przepływu energii i pieniędzy w modelu linii bezpośredniej



Źródło: RE-Source Poland Hub, Przewodnik po cPPAs. Możliwości kontraktowania dostaw zielonej energii dla przedsiębiorstw, Szczecin 2020 link do wersji online: http://resourcepoland.pl/Przewodnik_po_cPPAs.pdf

Mając na uwadze powyższe należy wyraźnie podkreślić, że brak rozwiązań prawnych uniemożliwiających budowę linii bezpośredniej będzie stopniowo ograniczać możliwość konkurowania polskich przedsiębiorstw na rynkach zagranicznych (głównie unijnych), a także wpłynie negatywnie na napływ do Polski bezpośrednich inwestycji zagranicznych. Potrzeba eliminacji barier prawnych w obszarze linii bezpośredniej widoczna jest w stanowiskach prezentowanych przez przedstawicieli przemysłu (w tym przemysłu energochłonnego) – postulują oni wprowadzenie rozwiązań opartych na linii bezpośredniej jako elementu sprzyjającego budowie energetyki przemysłowej opartej na odnawialnych źródłach energii. Obecnie przyjęte rozwiązania prawne w obszarze linii

bezpośredniej w praktyce uniemożliwiają wykorzystanie tego rozwiązania do przyłączenia nowych źródeł OZE. Zgodnie z definicją zawartą w ustawie Prawo energetyczne „linia bezpośrednia" oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych. Co istotne, na budowę linii bezpośredniej wymagana jest zgodna Prezesa URE (art. 7a ust. 3 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne), a jedną z przesłanek do wydania takiej zgody jest odmowa przyłączenia instalacji OZE (art. 7a ust. 4 pkt ustawy – Prawo energetyczne). W praktyce jednak odmowa wydania warunków przyłączenia w żaden sposób nie rozwiązuje problemu z „niestosowalnością" linii bezpośredniej w kształcie wynikającym z obecnych regulacji, ponieważ kluczowym problemem jest sama definicja linii bezpośredniej, a nie warunki, od których zależy zgoda na jej budowę. Regulator wywodzi z wyżej wskazanej definicji, że linia bezpośrednia musi być połączeniem o charakterze wyspowym. Żaden większy zakład przemysłowy nie jest zaś w stanie funkcjonować w układzie autarkicznym, co nie zmienia faktu, że część swoich potrzeb energetycznych jest w stanie zaspakajać ze źródeł znajdujących się bezpośrednio w sąsiedztwie zakładu.

Tymczasem Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE, tzw. „dyrektywa rynkowa", która wprowadziła definicję i zasady funkcjonowania linii bezpośrednich w systemie elektroenergetycznym (zalecając jednocześnie ich wdrożenie przez państwa członkowskie), pozwala Państwom na znacznie większą swobodę niż przewidują to obecnie krajowe przepisy. Warto spojrzeć na dyrektywę rynkową całościowo i wprowadzić rozwiązania, które będą stymulowały dalszy rozwój tanich źródeł wytwórczych i jednocześnie będą przydatne przemysłowi. Jednym z głównych wyzwań przy jej nowelizacji będzie również konieczność uwzględnienia istniejących (niejednokrotnie od wielu lat) relacji prawnych oraz zastałych rozwiązań technicznych. Tu szczególną uwagę należy zwrócić na wszelkiego rodzaju rozwiązania zastałe, jak na przykład autoprodukcja energii w zakładach przemysłowych. Tego typu rozwiązania powinny całkowicie znaleźć się poza zakresem regulacji linii bezpośredniej.

Propozycje, których wdrożenie umożliwi realne zastosowanie linii bezpośredniej to::

- doprecyzowanie definicji linii bezpośredniej oraz ewentualnie wprowadzenie definicji wydzielonej jednostki wytwórczej, w szczególności doprecyzowanie relacji wytwórca – odbiorca, tj. relacji posługującej się kryterium podmiotowym, a nie mieszanym (przedmiotowo – podmiotowym, tj. łączącym rzecz z osobą);

- dodanie zwolnienia z obowiązku uzyskiwania zgody na budowę linii bezpośredniej, którą dostarczana jest energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii;

- wprowadzenie dalszych zwolnień z obciążeń administracyjnych dla określonych typów podmiotów, korzystających z linii bezpośredniej;

- dodanie możliwości sprzedaży nadwyżek energii produkowanej w źródle wytwórczym jednocześnie sprzedającym energię za pośrednictwem linii bezpośredniej.

Współfinansowanie rozbudowy sieci przez inwestorów

Omówione wcześniej problemy z przyłączaniem nowych źródeł OZE na skutek niewystarczającego rozwoju sieci powodują, że poszukiwane są m.in. alternatywne sposoby finansowania rozbudowy sieci. Jednym z takich rozwiązań jest partycypowanie w tych kosztach przez inwestorów, którym odmówiono wydania warunków przyłączenia. W tym kierunku wydaje się podążać ustawodawca, który zdecydował się na wdrożenie stosownych zmian do ustawy – Prawo energetyczne. Zmiany te zostały wprowadzone w ustawie z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu, gdzie m.in. wprowadzono możliwość poznania sposobu kalkulacji wysokości opłaty niezbędnej do poniesienia, w celu przyłączenia źródła do sieci. Wprowadzono tam także możliwość, aby budowę i rozbudowę odcinków sieci służących do przyłączenia instalacji należących do podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci (w uzgodnieniu z przedsiębiorstwem energetycznym) mógł zapewnić podmiot ubiegający się o to przyłączenie. Wchodząc w polemikę z ustawodawcą warto zauważyć, że zabrakło w tej propozycji chociażby możliwości ewentualnej polemiki z przedsiębiorstwem energetycznym w odniesieniu do przyjętej metodyki, a także możliwości odniesienia się do strony trzeciej w celu weryfikacji lub ustalenia nowej ceny – takim podmiotem mógłby być m.in. Prezes URE. Dodatkowo wprowadzenie sposobności, aby budowa lub rozbudowa sieci była zapewniona przez inwestora ubiegającego się o przyłączenie, to z jednej strony rozwiązanie, które może przyspieszyć przedmiotowe inwestycje, natomiast z drugiej strony jego wprowadzenie pokazuje systemową słabość dzisiejszych rozwiązań oraz niewydolność w tym względzie przedsiębiorstw energetycznych odpowiedzialnych za rozwój sieci elektroenergetycznej.

Podkreślenia wymaga fakt, że finansowanie rozwoju infrastruktury sieciowej przez podmioty zainteresowane budową nowych źródeł wytwórczych może krótkoterminowo rozwiązać niektóre problemy, niemniej jednak w długim horyzoncie czasowym zachodzi ryzyko nieuzasadnionego przenoszenia tych kosztów na inwestorów OZE w miejsce przedsiębiorstw odpowiedzialnych za rozwój sieci. Dodatkowo, podejście, gdzie inwestor OZE finansuje rozbudowę sieci budzi szereg pytań i wątpliwości odnośnie skali koniecznych inwestycji, ich planowanego efektu oraz kwestii rozstrzygania, który inwestor będzie realizował takie zadnia w sytuacji większej ilości chętnych do przyłączenia.

Do zagadnień problemowych, wymagających dodatkowej regulacji należy zaliczyć:

- partycypację w kosztach modernizacji sieci przez podmioty, które mogą stać się beneficjentami działań podjętych wcześniej przez inwestorów finansujących modernizację sieci w celu przyłączenia budowanych przez siebie źródeł,

- możliwą dyskryminację różnych technologii wytwarzania energii (różne źródła OZE charakteryzują się inną wartością tzw. współczynnika wykorzystania mocy, co oznacza, że źródła o wyższym współczynniku będą w uprzywilejowanej pozycji

– większa generacja energii oznacza większe przychody i możliwość pokrycia wyższych kosztów),

- licytowanie się inwestorów o możliwość realizacji przyłączenia własnego źródła dzięki sfinansowaniu modernizacji sieci (w przypadku większej ilości chętnych podmiotów).

Podsumowując, należy zauważyć, że możliwość uczestniczenia inwestorów zainteresowanych budową nowych źródeł wytwórczych we współfinansowaniu modernizacji sieci elektroenergetycznej, to potencjalnie interesujące rozwiązanie. Niemniej jednak, zgodnie z wnioskami z niniejszego raportu rekomendowane jest wdrożenie w pierwszej kolejności rozwiązań, które przyniosą szybsze i większe korzyści z punktu widzenia przyłączenia nowych źródeł wytwórczych, jak omawiany wcześniej *cable pooling* czy linia bezpośrednia. Dodatkowo, przy wdrażaniu rozwiązań opartych na współfinansowaniu modernizacji sieci, rekomenduje się wdrożenie mechanizmów kontrolnych (np. na poziomie Prezesa URE), które zniechęcać będą operatorów sieci do nadużywania tego mechanizmu – w pierwszej kolejności obowiązek związany z rozwojem i modernizacją sieci powinien być realizowany przez podmioty do tego zobligowane.

Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki

W dyskusji nad wyzwaniami związanymi z niewystarczającym rozwojem sieci (w kontekście przyłączeń nowych źródeł OZE) istotną rolę odegrał Prezes URE, który w październiku 2021 r. zainaugurował prace Zespołu, którego celem było wypracowanie Porozumienia Społecznego Regulatora Sektorowego i Branży Dystrybucyjnej pod nazwą „Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki". Sam fakt zaangażowania się Prezesa URE w ten proces należy uznać za pozytywny, choć wątpliwości budzi lista celów powołanego Zespołu, która nie uwzględniła, jak mogło by się wydawać kluczowego i nadrzędnego celu, tj. umożliwienia przeprowadzenia pełnej transformacji sektora elektroenergetycznego w kierunku zeroemisyjnym. Co istotne z punktu widzenia efektów prac, wartym podkreślenia jest fakt, że do prac Zespołu nie zostali zaproszeni przedstawiciele środowisk związanych z branżą OZE. Pomimo, że prace Zespołu opóźniły się o pół roku (podpisanie dokumentu nastąpiło 6 listopada 2022 r.), co ma wpływ na realizację przewidzianych w Karcie zadań, to warto podkreślić, że wśród 18 ustaleń i zobowiązań, znalazło się wiele postulowanych przez branżę OZE elementów.

Dostrzeżenie przez autorów i sygnatariuszy Karty konieczności efektywnego wykorzystania istniejącej infrastruktury przyłączeniowej poprzez uwzględnienie rozwiązań takich jak: linia bezpośrednia, *cable pooling*, odejście od traktowania magazynów energii jak źródeł wytwórczych, możliwość przekroczenia mocy zainstalowanej źródła OZE ponad moc przyłączeniową, czy udział inwestorów w kosztach przyłączenia źródeł OZE należy traktować jako krok w dobrym kierunku, który dostarczy nowych narzędzi umożliwiających efektywne kosztowo przyspieszenie transformacji energetycznej w Polsce.

Dodatkowo pozytywnie należy się odnieść do kolejnego rozwiązania wspieranego w Karcie, którym jest digitalizacja sieci. Rozwój sieci w tym kierunku polegający na zbieraniu danych oraz wykorzystywaniu ich do poprawy jej pracy jest również kierunkiem bardzo pożądanym. Dzięki poprawie zarządzania siecią zwłaszcza średnich i niskich napięć zdecydowanie poprawi się kwestia integracji źródeł odnawialnych z siecią, co docelowo spowoduje możliwości przyłączania ich w większych ilościach.

Niezmiernie interesujący w kontekście przyszłych inwestycji w nowe źródła OZE jest fakt, że w załączniku nr 1 do Karty znalazły się dwa scenariusze przyszłego rozwoju sektora OZE, zgodnie z którymi łączne nakłady niezbędne do przyłączania źródeł OZE do sieci (oraz magazynów energii elektrycznej, a także na potrzeby e-mobility), wyniosą między 16,3 mld PLN, a 27,2 mld PLN w perspektywie do 2030 r. Ma to umożliwić osiągnięcie mocy zainstalowanej w źródłach OZE w 2030 r. (z uwzględnieniem prosumentów) na poziomie 51,6 GW oraz 69,6 GW (w zależności od scenariusza).

Podpisanie Karty to ważny sygnał mówiący o tym, że zarówno dla Prezesa URE, jak i dla głównych operatorów sieci dystrybucyjnej (OSD), tematyka niewystarczającej zdolności przyłączeniowej sieci dystrybucyjnej ma coraz większe znaczenie. Między innymi od stopnia i tempa wdrażania wyżej wspomnianych rekomendacji zależeć będzie, czy transformacja energetyczna w Polsce zakończy się sukcesem.

Tabela 1.

Informacja nt. kierunków transformacji sieci dystrybucyjnych wynikających z Karty Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych

Priorytet	Nazwa	Zakres
1	Elektryfikacja	Przyłączanie do sieci nowych klientów oraz wzrost zapotrzebowania mna moc przyłączeniową u klientów istneijących (w tym elektryfikacja ogrzewania, np. poprzez wykorzystanie pomp ciepła).
2	E-mobility	Przyłączanie do sieci punktów ładowania samochodów elektrycznych (w tym wykorzystanie technologii V2G) oraz środków transportu, a także infrastruktury kolejowej.
3	Wsparcie dla rozwoju OZE	Przyłączanie do sieci OZE, tworzenie potencjału dla przyłączania OZE (w tym również poprzez przyłączanie magazynów energii).
4	Wzrost odporności sieci na działanie warunków atmosferycznych	Inwestycje zwiększające bezpieczeństwo dostaw ee, w tym niezawodność dostaw (np. poprzez "kablowanie" istniejącej sieci elektroenergetycznej czy też jej automatyzację).
5	Odtworzenie i modernizacja infrastruktury z uwzględnieniem zmiany technologii	Inwestycje wynikające ze stanu wyeksploatowania istniejącej infrastruktury.
6	Cyfryzacja i automatyzacja	Aktywne zarządzanie systemem, w tym: w obszarze sieciowym w szczególności automatyzacja sieci, budowanie sieci inteligentnych, a w zakresie łączności i informatyki w szczególności bezpieczeństwo cybernetyczne, systemy łączności krytycznej, rozwój systemów dziedzinowych niezbędnych dla funkcjonowania OSD, w tym integracja z licznikami zdalnego odczytu (LZO lub Licznik Zdalnego Odczytu).
7	Liczniki zdalnego odczytu	Zabudowa LZO, zarówno liczników u klientów, jak również liczników w stacjach OSD.
8	Pozostałe projekty wspierające działalność OSD	Infrastruktura wspierająca realizację procesów biznesowych OSD, w tym: transport, budynki i budowle, narzędzia i sprzęt specjalistyczny, diagnostyka sieci.

Źródło: Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Elektroenergetyki. Raport zbiorczy z prac Zespołu Projektowego.

Realizacja powyższych kierunków transformacji wymaga znacznego zwiększenia nakładów na rozwój sieci dystrybucyjnej. Zakładany przez operatorów koszt realizacji wyżej wspomnianych założeń to ok. 130 mld w ciągu ośmiu lat do roku 2030. Są to zatem ogromne środki finansowe, które te spółki będą musiały pozyskać z taryfy, co oznacza, że finalnie te koszty poniosą odbiorcy energii. Mając na uwadze dotychczasową politykę URE, który starał się nadmiernie nie obciążać odbiorców energii wzrostem taryf

dystrybucyjnych może się okazać, że takich pieniędzy nie uda się pozyskać, a zatem cel rozpisany w Karcie może nie zostać zrealizowany.

Zasada 10H

Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych wprowadziła regulacje, które w chwili obecnej praktycznie całkowicie uniemożliwiają realizację inwestycji w lądową energetykę wiatrową. Ograniczenie to powszechnie nazywane jako „zasada 10h" oznacza, że nie można budować nowych turbin wiatrowych w odległości mniejszej niż dziesięciokrotność wysokości elektrowni wiatrowej mierzonej od poziomu gruntu do najwyższego punktu budowli, od budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkaniowa lub forma ochrony przyrody zdefiniowana w odrębnych przepisach. Przedmiotowa regulacja niemal całkowicie zablokowała możliwość budowy nowych lądowych farm wiatrowych – zaledwie 0,28% powierzchni Polski jest dostępne dla nowych inwestycji uwzględniając zasadę 10h.

O zmianę wyżej wspominanych przepisów od lat zabiegają zarówno przedstawiciele inwestorów, jak również przemysł energochłonny i inni odbiorcy energii, dla których energetyka wiatrowa to nie tylko zielona energia, ale przede wszystkim najtańsze źródło dostępnej dziś energii. Potrzeba zmian regulacji w zakresie elektrowni wiatrowych została dostrzeżona również przez ustawodawcę, co zaowocowało przygotowaniem nowelizacji wspomnianej ustawy. Głównym założeniem przygotowanej przez rząd propozycji jest utrzymanie podstawowej zasady lokalizowania elektrowni wiatrowej na podstawie Miejscowego Planu Zagospodarowania Przestrzennego (MPZP), niemniej jednak obowiązek jego sporządzenia lub zmiany będzie dotyczył obszaru prognozowanego oddziaływania elektrowni wiatrowej, a nie, jak dotąd, całego obszaru wyznaczonego zgodnie z zasadą 10h. Co prawda, w przygotowanej przez rząd nowelizacji przepisów utrzymana została minimalna odległość elektrowni wiatrowej na poziomie 10h. W MPZP umożliwiono zmniejszenie tej wartości, jednak nie mniej niż 500 m, jeżeli na poziomie lokalnego samorządu będzie taka wola. Oznacza to, że to na poziomie gminy podejmowana będzie ostateczna decyzja o ewentualnym zmniejszeniu odległości elektrowni wiatrowych (poniżej dziesięciokrotności jej wysokości) od zabudowy, co jest rozwiązaniem kompromisowym, pozwalającym na lokalizowanie farm wiatrowych w miejscach, gdzie jest na to akceptacja społeczna.

Pomimo tak zdefiniowanych założeń zmian prawnych w obszarze lokalizowania farm wiatrowych oraz przyjęcia projektu nowelizacji ustawy offshore przez Radę Ministrów na początku lipca 2022 r., to do końca 2022 r. parlament nie zaczął nawet nad nim pracować co będzie miało swoje konsekwencje w przyszłości – a mianowicie ograniczenie ilości taniej i czystej energii w kolejnych latach. Co istotne, w grudniu 2022 r. Rada Ministrów przyjęła poprawkę do zaakceptowanego wcześniej projektu, zgodnie z którą mieszkaniec gminy może zgłosić chęć objęcia udziału w mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowej nie większego niż 2 kW na każdy własny punkt poboru energii (łącznie Inwestor przeznacza co najmniej 10% mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowej

stanowiącej przedmiot inwestycji do objęcia przez mieszkańców gminy), po czym może korzystać z wytworzonej przez nią energii na zasadach prosumenta wirtualnego energii odnawialnej. Zaproponowana autopoprawka, to próba stworzenia narzędzi do zwiększenia partycypacji lokalnej społeczności w korzyściach płynących z rozwoju lądowej energetyki wiatrowej – w tym kontekście należy uznać taką propozycję za korzystną. Niemniej jednak zaproponowane rozwiązania budzą szereg zastrzeżeń i wątpliwości co do implementacji tych rozwiązań przy realizacji nowych projektów. Oznacza to, że o tym, czy zaproponowane rozwiązania będą korzystne, czy zadziałają odstraszająco zadecyduje dalsza szczegółowa dyskusja nad zaproponowanymi rozwiązaniami oraz nad tym, w jaki sposób je wdrożyć. Istotne będą tu kwestie nabycia udziałów, rozliczenia kosztów operacyjnych i ich zmienność w czasie, kwestie podatkowe, a także ustalenia, co będzie się działo z udziałami po zakończeniu 15-letniego okresu, w czasie którego udziałowcy mogą korzystać z energii na zasadach prosumenta wirtualnego energii odnawialnej.

Jak już wspomniano, przygotowana przez rząd nowelizacja ustawy jest kompromisem, który z punktu widzenia rozwoju lądowej energetyki wiatrowej nie jest idealnym rozwiązaniem. Biorąc pod uwagę konieczność szybkiej budowy nowych źródeł wytwórczych w celu zapewnienia odpowiedniej podaży energii elektrycznej w horyzoncie średnio i długoterminowym (w tym w związku z odchodzeniem od importowanych paliw kopalnych), należy rozważyć możliwość wprowadzenia dalej idących ułatwień inwestycyjnych tego segmentu energetyki. W tym miejscu warto rozważyć ustanowienie sztywnej granicy 500 metrów jako minimalnej odległości turbin wiatrowych od zabudowań, a także wprowadzenie dalszych ułatwień w procesach inwestycyjnych po stronie decyzji administracyjnych (również z uwzględnieniem tzw. *repoweringu*, czyli wymiany turbiny wiatrowej na nową o lepszych parametrach technicznych takich jak m.in. większa moc), co jest jednym z wymogów wprowadzanych na poziomie UE regulacji kryzysowych.

Proces uzyskiwania pozwoleń na budowę instalacji odnawialnych źródeł energii

Budowa odnawialnych źródeł energii to proces trudny i skomplikowany, wymagający pozyskania szeregu decyzji administracyjnych. Proces ten w zależności od źródła może trwać od kilku do nawet do kilkunastu lat (w skrajnych przypadkach). Szczególnie trudny wydaje się tu być proces inwestycji w farmy wiatrowe, który w naszej ocenie wydłuży się jeszcze po znowelizowaniu i zliberalizowaniu ustawy 10h. Przygotowany przez rząd projekt ustawy zakłada między innymi możliwość lokalizowania tego typu inwestycji tylko na podstawie miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, których uchwalenie w polskich warunkach trwa 2-3 lata. Co więcej, jeżeli obszary lokalizacji farm znajdują się w sąsiedztwie innej gminy, to plany takie muszą być skonsultowane z tą gminą, co dodatkowo wydłuży cały proces lokalizowania tego typu inwestycji. Oczywiście takich rozwiązań nie można oceniać jednoznacznie negatywnie, ponieważ w pewien sposób porządkują one sposób planowania przestrzennego w kraju, niemniej jednak znacznie ten proces wydłużają. Dlatego kolejnym krokiem po zliberalizowaniu zasady 10h jest przystąpienie do prac, które usprawnią proces planistyczny dla tego typu inwestycji i wprowadzą pewne ramy czasowe dla organów podejmujących decyzje.

Kolejną przeszkodą, która dla odmiany wpływa na wszystkie odnawialne źródła energii i z jaką najprawdopodobniej zmierzyć się będą musieli inwestorzy, jest projekt zmiany ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw. Projekt ten zakłada szeroki zakres zmian w planowaniu przestrzennym powodując, że nawet stosunkowo małe źródła OZE (pow. 1 MW), w tym w szczególności fotowoltaika, będą musiały być lokalizowane na podstawie miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego. Jeśli projekt ten zostanie uchwalony i wejdzie w życie w zaproponowanym brzmieniu, w sposób istotny utrudni to lokalizowanie nowych projektów fotowoltaicznych (projekty wiatrowe przez opisaną wcześniej wspomnianą zasadę 10h już od ponad 6 lat nie mogą być lokalizowane). Dotychczas przeważająca większość tego typu inwestycji lokalizowana była na podstawie decyzji o warunkach zabudowy. Projektowane zmiany polegają na znacznym ograniczeniu wydawania tych decyzji, bowiem w sytuacji, gdy brak jest miejskiego planu zagospodarowania przestrzennego, ustawodawca przewiduje wprowadzenie „planu ogólnego", który będzie aktem prawa miejscowego. Zgodnie z projektowanymi przepisami wydanie decyzji o warunkach zabudowy będzie dopuszczalne wyłącznie na obszarze uzupełniania zabudowy wyznaczonej w planie ogólnym – ograniczenie to nie będzie dotyczyć jednak instalacji OZE. Ponadto, w związku z proponowanymi zmianami może dojść do sytuacji, w której inwestor uzyska decyzję środowiskową, następnie zostanie przeprowadzona procedura uchwalenia lub zmiany planu miejscowego, by finalnie otrzymać informację o odmowie przyłączenia do sieci. Tym samym cały wcześniejszy proces wdrożenia (trwający nawet kilka lat) okaże się bezcelowy.

Na chwilę obecną proces legislacyjny, związany z wyżej omówioną propozycją nowelizacji zmiany ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw, nie został zakończony. Oznacza to, że nie jest znany ostateczny kształt przedmiotowych przepisów. W przypadku wejścia ich w życie w zaproponowanym kształcie – lokalizacja projektów obejmujących instalacje fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej przekraczającej 1 MW będzie dokonywana w oparciu o treść planu miejscowego. Ustanowienie tego wymogu spowoduje bardzo istotne spowolnienie na rynku i może wygenerować lukę inwestycyjną w branży, podobną do tej, z którą mamy do czynienia w energetyce wiatrowej.

Rekomendacje:

- Pozostawienie możliwości lokalizacji instalacji fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej do około 25 – 50MW na podstawie decyzji o warunkach zabudowy, przy udziale lokalnej społeczności,

- W przypadku wprowadzenia zmian do ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, wprowadzenie obowiązku wszczęcia procedury zmiany/uchwalenia planu miejscowego przy wydawaniu warunków przyłączenia dla instalacji możliwych do ulokowania jedynie w oparciu o taki plan.

Limity cenowe

Kryzys energetyczny wywołany rosyjską agresją na Ukrainę spotkał się z szybką reakcją po stronie Unii Europejskiej, która wprowadziła szereg regulacji mających na celu ograniczenie cen energii elektrycznej. Na poziomie krajowym polski ustawodawca również zdecydował się na wdrożenie licznych rozwiązań mających na celu poprawę sytuacji odbiorców energii. Do tych rozwiązań należy zaliczyć przede wszystkim:

- ustawę z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej,

- ustawę z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku (dalej: „ustawa o środkach nadzwyczajnych"),

- ustawę z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu,

wraz z aktami wykonawczymi do wyżej wspomnianych regulacji, w tym w szczególności rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2022 r. w sprawie sposobu obliczania limitu ceny. Prace nad przedmiotowymi przepisami prowadzone były w ekspresowym tempie, z pominięciem konsultacji społecznych zaproponowanych rozwiązań, co doprowadziło do konieczności nowelizowania kilku z nich (pomimo, że pierwsza ze wskazanych ustaw została uchwalona w październiku 2022 r.).

Z punktu widzenia niniejszego raportu szczególnie interesujące są regulacje dotyczące ograniczenia przychodów z odnawialnych źródeł energii przez wytwórców energii elektrycznej. Przyjęte rozwiązania daleko odbiegają od tych zaproponowanych przez ustawodawcę unijnego, gdzie pułap dochodów rynkowych dla wytwórców energii elektrycznej, którzy wykorzystują do produkcji energii tzw. technologie inframarginalne, w tym odnawialne źródła energii, ustalono na poziomie 180 EUR/ MWh (około 850 PLN/ MWh). W przypadku krajowych regulacji zdecydowano się na zastosowanie tzw. ceny referencyjnej, co w przypadku technologii wiatrowej oznacza 295 PLN/MWh, a w przypadku technologii fotowoltaicznej – 355 PLN/MWh. Należy również dodać, że po licznych negatywnych głosach w tym obszarze, polski ustawodawca zdecydował o podniesieniu tych limitów o dodatkowe 50 PLN/MWh. Przyjęte limity cenowe dla dominujących w polskim systemie elektroenergetycznym technologii OZE są zatem zdecydowanie poniżej wyznaczonego na poziomie UE limitu 180 EUR/MWh, co może przełożyć się w przyszłości na ograniczenie inwestycji w OZE w Polsce. Warto w tym miejscu przypomnieć, że wprowadzone na poziomie UE regulacje pozwalają na interwencję na rynku energii tylko i wyłączenie pod warunkiem, że przyjęte na poziomie krajowym środki będą m.in.: proporcjonalne i niedyskryminacyjne, niezagrażające sygnałom inwestycyjnym, czy też będą zapewniały pokrycie kosztów inwestycji i kosztów operacyjnych. W tym kontekście należy wskazać, że przynajmniej część z wyżej wspomnianych przesłanek może być trudna do spełnienia.

Przyjęte, bardzo niskie limity cenowe dla wytwórców energii ze źródeł odnawialnych, w kontekście dużo wyższych limitów ustalonych dla odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych oraz innych uprawnionych do skorzystania z przyjętych rozwiązań oznacza, że zebranych zostanie dużo więcej środków niż niezbędne do pokrycia różnicy cen dla odbiorców uprawnionych. Co istotne otwarte pozostaje pytanie, czy w 2023 r. ceny energii elektrycznej kształtować się będą na poziomie wyższym niż założono w ustawie o środkach nadzwyczajnych, tj. 693 PLN/MWh (głównie dla gospodarstw domowych) i 785 PLN/MWh (m.in. dla MŚP). Powyższa obawa wynika z faktu, że wprowadzone przez resort klimatu i środowiska zmiany na rynku bilansującym począwszy od października 2022 r. (rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 27 września 2022 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego) doprowadziły do istotnego spadku cen energii elektrycznej na rynku, które od tej pory kształtują się na poziomach zbliżonych do wskazanych wyżej limitów. Jeżeli w 2023 roku ceny energii elektrycznej będą na poziomie, który oznaczać będzie brak potrzeby rekompensat, to wówczas otwarte pozostanie pytanie o przeznaczenie środków, które w tym czasie zostaną pobrane od wytwórców energii elektrycznej (w tym OZE) – tzw. odpis na Fundusz.

Podsumowując, należy zauważyć, że regulacje wprowadzające ograniczenia przychodów wytwórców energii elektrycznej z OZE powinny być proporcjonalne i zapewniające możliwość pokrycia wszystkich zobowiązań finansowych wraz z osiągnięciem planowanego na poziomie inwestycyjnym zysku. Wszelkie zaburzenia w tym względzie będą prowadziły do ograniczenia przyszłych inwestycji, które są niezbędne w kontekście transformacji sektora elektroenergetycznego w Polsce, a tylko pełna transformacja i przejście na odnawialne źródła energii może w przyszłości uchronić nas przez analogicznym kryzysem w przyszłości – kryzysem spowodowanym wzrostem cen kopalnych nośników energii.

Transparentność i konkurencyjność rynku energii

Niezwykle istotnym elementem kształtującym warunki dla inwestycji o długim terminie zwrotu jest stabilne otoczenie regulacyjne, stabilne otoczenie regulacyjne oraz rynkowe. Istnienie transparentnego, konkurencyjnego rynku w sposób naturalny obniża ryzyko, co pozytywnie wpływa także na koszty inwestycji (mitygowanie ryzyka jest zazwyczaj kosztownym procesem). Prawidłowe funkcjonowanie konkurencyjnego rynku, przynajmniej zgodnie z teorią ekonomii, jest najbardziej efektywnym sposobem wyznaczaniem ceny dóbr i usług. Kreowanie przyjaznego ekosystemu dla inwestycji to także kreowanie konkurencyjnego, przejrzystego rynku, na którym prawidłowo generowane są sygnały cenowe.

W Polsce (i Europie ogólnie) obecne otoczenie rynkowe jest niestabilne, a istnienie transparentnego konkurencyjnego rynku stanęło pod znakiem zapytania. Oprócz wielu szybko podejmowanych działań interwencyjnych wynikających z zaleceń KE, wprowadzono dodatkowe zmiany ingerujące w strukturę funkcjonowania rynku energii. Zgodnie z unijnymi rozporządzeniami wprowadzono limity cenowe dla tzw. źródeł

inframarginalnych, w szczególności odnoście capów cenowych, oraz tzw. windfall tax[8]. Dużym problemem jest nie tylko arbitralne wprowadzanie nierynkowych mechanizmów, ale również obserwowany w latach 2021-2022 gwałtowny wzrost cen i ich wysoka zmienność. Wpłynęło to negatywnie na istniejące mechanizmy rynkowe i może przekładać się to także na procesy inwestycyjne obejmujące nowe źródła wytwórcze, czy też procesy negocjacyjne umów PPA.

Wolumen obrotu na Towarowej Giełdzie Energii w 2022 roku znacznie obniżył się w stosunku do roku ubiegłego o ok. 37%, zgodnie z danymi publikowanymi przez ten podmiot. Jednocześnie ciężar handlu przesunął się z rynku terminowego na rynek krótkoterminowy (SPOT). Przykładowo w grudniu 2022 roku obrót na rynku SPOT wzrósł o 266% w stosunku do grudnia roku ubiegłego, przy jednoczesnym spadku całkowitych obrotów o 36 % r/r. Wzrost cen energii oraz ich duża zmienność spowodowały wzrost poziomu zabezpieczeń wymaganych przez Izbę Rozliczeniową Giełd Towarowych (IRGIT), która jest gwarantem rozliczeń i bezpieczeństwa transakcji.

Dość istotną zmianą jest całkowite zniesienie obowiązku obrotu energią elektryczną na giełdzie (tzw. obligo giełdowe), który wszedł w życie w grudniu 2022 roku. We wrześniu 2022 roku, w wyniku nowelizacji ustawy Prawo Energetyczne, obowiązek sprzedaży energii elektrycznej został całkowicie i bezterminowo zniesiony. Jednocześnie znacznie zaostrzono kary za manipulowanie rynkiem, choć udowodnienie takiej manipulacji może być niezwykle trudne w przypadku braku obiektywnego wskaźnika cenowego. Obecnie trudno jest jednoznacznie przewidzieć, jaki dokładnie skutek wywoła ta regulacja, jednakże istnieje ryzyko, że wpłynie to negatywnie na wolumeny obrotu na TGE.

Istotnym czynnikiem dla transparentności i konkurencyjności rynku jest postępująca centralizacja sektora paliwowo-energetycznego. Przeprowadzona ostatnio fuzja Orlenu z Lotosem, czy planowane powstanie Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE) pogłębi stopień koncentracji rynku, który już przed wspomnianymi operacjami funkcjonował praktyczne w warunkach oligopolu. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (GK PGE), będąca największą zintegrowaną pionowo grupą energetyczną w Polsce, powołała własną platformę obrotu, na której zamierza sprzedawać energię wytworzoną w swoich elektrowniach. Powstanie takiej platformy nie jest negatywnym zjawiskiem, jednakże fakt, że właścicielem jest największy w Polsce producent energii elektrycznej, może wpłynąć na dalszą erozję płynności na TGE. Warto zaznaczyć, że nawet w okresie obowiązywania obliga giełdowego polski rynek energii elektrycznej należał do średnio płynnych rynków w Europie ((miarą płynności jest tu m.in współczynnik *churn factor* [9] publikowany przez ACER).

8 Windfall tax – podatek nadzwyczajny, nakładany przez rządy na firmy lub branże, gdy warunki ekonomiczne pozwalają im osiągać ponadprzeciętne zyski.

9 Churn factor – wskaźnik oznaczający całkowity wolumen będący przedmiotem obrotu przez giełdy i brokerów wyrażony jako wielokrotność fizycznego zużycia energii elektrycznej.

Wykres 6

Płynność rynków terminowych w wybranych krajach europejskich w latach 2016-2020 (churn factor).

Źródło: ACER Market Monitoring Report 2020 – Electricity Wholesale Market Volume, 2022.

Na niewystarczająco transparentnym rynku ustalenie tzw. fair value (rynkowej ceny odniesienia) może stawać się coraz bardziej problematyczne. Może wpływać to na zwiększenie ryzyka inwestycji oraz komplikować i wydłużać proces negocjacyjny w przypadku umów cPPA. Co więcej, zwiększy to również ryzyko nadużyć i pokusę manipulacji rynkiem.

Na giełdowych indeksach bazują rozliczenia z Zarządcą Rozliczeń i rozliczenia funkcjonujących systemów wsparcia – w tym rozliczeń z prosumentami, czy energii rozliczanej w ramach aukcji OZE. Niska płynność może spowodować, że nie będą one

prawidłowo odzwierciedlać sytuacji fundamentalnej i przez to mogą zaburzać koszty ponoszone przez wszystkich odbiorców. W tym kontekście utrzymanie wysokiej płynności w obrocie energią elektryczną na rynku regulowanym (tj. za pośrednictwem TGE) wydaje się niezwykle istotne. Rekomendowane jest tu podjęcie działań zmierzających do zapewnienia odpowiedniej płynności na regulowanych platformach obrotu, w szczególności w obrębie kontraktów terminowych z odległym terminem zapadalności. Animowanie płynności powinno odbywać się przez działania dobrowolne i odpowiednie administracyjne **wzmocnienie funkcji tzw. market makerów** (czyli animatorów obrotu). Za przykład może posłużyć tu model przyjęty w Nowej Zelandii. Na giełdzie ASX najwięksi producenci energii świadczą usługi animatora rynku na zasadzie dobrowolności, jednakże nowozelandzki urząd ds. energii elektrycznej wprowadził ramy dla działań animatorów rynku i monitoruje ich funkcjonowanie na tym rynku.

Korzystnym rozwiązaniem w warunkach polskich mogłoby być **zobowiązanie podmiotów obracających energią z OZE do bardziej aktywnego udziału w obrocie giełdowym**. Można rozważyć wprowadzenie pewnej formy obliga giełdowego, obejmującego (niewielką) część energii elektrycznej sprzedawaną przez wytwórców OZE, otrzymujących pomoc publiczną. Zapewniłoby to lepszą transmisję sygnałów cenowych przez wytwórców energii ze źródeł OZE na rynek hurtowy, który obecnie w Polsce jest zdominowany przez źródła konwencjonalne.

W kontekście umów cPPA należy rozważyć także powstanie dedykowanej platformy informacyjnej, zwiększającej transparentność tego segmentu rynku. Umowy cPPA są co do zasady umowami bilateralnymi, a warunki tych umów są niejawne. Zasady i zakres publikowanych informacji musiałyby równoważyć konieczność zachowania poufności z potrzebą uzyskania jak największej transparentności oraz dostępu do informacji. Powstanie takiej platformy jest także działaniem rekomendowanym przez Komisję Europejską. Na platformie mógłby być publikowany indeks cenowy dla umów cPPA. Przedstawienie obiektywnego wskaźnika cenowego nie jest jednak zadaniem trywialnym. Umowy cPPA są bardzo złożonymi konstruktami, a na ich wycenę wpływa wiele czynników, takich jak: alokacja ryzyk, odpowiedzialności, rozliczeń za niezbilansowaną energię, terminy płatności. W umowach mogą występować rozmaite formuły cenowe odnoszące się do ceny rynkowej energii, inflacji, zawierające ograniczenia typu cap i flor (ograniczenia ceny co do minimalnej i maksymalnej wartości). Obecnie dostępne są indeksy cenowe odnoszące się do cen w umowach cPPA opracowywane przez podmioty komercyjne takie jak Paxapark i LevelTen. Różnią się one metodyką wyznaczania, a dostęp do danych jest tam odpłatny.

Hedging

Transparentny i płynny rynek jest niezwykle istotny, jednakże obecnie dostępne produkty na rynku energii elektrycznej nie adresują przyszłych wyzwań związanych z dynamicznym rozwojem OZE i umów długoterminowych typu cPPA. Kluczową kwestią jest to, czy dostępne obecnie instrumenty zabezpieczające są wystarczające do zaspokojenia potrzeb różnych uczestników rynku. Inwestorzy, którzy zazwyczaj przyjmują

20-letni horyzont amortyzacji swoich inwestycji oraz podmioty posiadające w swoich portfelach pozycje PPA, są zainteresowani możliwością zabezpieczania długoterminowego, gwarantującego rentowność inwestycji.

Oferta produktowa dedykowana do zabezpieczania pozycji związanej z energią pochodzącą z OZE dopiero rozwija się na polskim rynku. Oferta produktowa to nadal produkty standardowe – BASE, PEAK, OFFPEAK, 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.

Wspieranie powstawania nowych strukturyzowanych produktów dla energii pochodzącej z wytwarzania OZE wydaje się słusznym kierunkiem. W 2021 roku Instytut Jagielloński przygotował dokument pt. „Kierunki rozwoju rynku giełdowego dla sektora OZE"[10] wskazujący najlepsze schematy rozwoju oferty giełdowej w przyszłości. W 2021 roku został powołany także Zespół ds. Rozwoju Oferty Giełdowej dla Sektora OZE, skupiający przedstawicieli Towarowej Giełdy Energii S.A., instytucji finansowych, sektora energetycznego, a także administracji publicznej, który odpowiada za opracowanie nowych narzędzi. Pewne kroki w tym kierunku zostały już poczynione – wprowadzono nowe miesięczne indeksy cenowe dla energii pochodzącej ze źródeł OZE, wyznaczane jako średnia ważona cena dostawy energii elektrycznej w danym miesiącu, obliczana z wykorzystaniem wag określających udział efektywności wytwarzania energii elektrycznej w Polsce ze źródeł wiatrowych lądowych (TGeONSHOREm) lub słonecznych (TGePVm). Obecnie indeksy mają charakter informacyjny i poglądowy (pomagają m.in. w ocenie tzw. efektu kanibalizacji). Aby mogły być one w większym stopniu wykorzystywane do podejmowania decyzji handlowych częstotliwość publikacji tych indeksów powinna być zwiększona w przyszłości do granulacji dobowej.

Istotne jest również wydłużenie ram czasowych nowych kontraktów. Dla producentów OZE, czy podmiotów posiadających kontrakty typu PPA w swoich portfelach pożądaną formą zabezpieczania pozycji handlowej są rynki futures. Na giełdzie European Energy Exchange (EEX) dla rynku niemieckiego, obecnie jest możliwe zabezpieczenie pozycji w horyzoncie 10-letnim dla produktu BASE. Ceny są wyznaczane na podstawie zawartych transakcji oraz za pomocą odpowiedniego algorytmu w przypadku braku płynności. Kolejnym przykładem może być tu także giełda iberyjska (OMIP), gdzie obecnie dostępny jest cały rozbudowany katalog produktów dedykowanych dla energii pochodzącej z instalacji fotowoltaicznych, a także szeroki wachlarz dostępnych instrumentów – kontrakty forward, futures, swaps oraz opcje. Razem z dynamicznym rozwojem źródeł OZE oraz umów cPPA, na giełdzie iberyjskiej pojawiła się płynność na rynku terminowym dla produktów z odległym terminem dostawy. Obecnie w Hiszpanii istnieje możliwość efektywnego zabezpieczania pozycji na okres 7-8 lat, a dostępne instrumenty obejmują

10 BASE (pasmo) – dostawa we wszystkie dni, przez wszystkie godziny doby; PEAK (szczyt) – dostawa do poniedziałku do piątku z wyłączeniem świąt, w godzinach szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną; OFFPEAK (dolina) – dostawa energii elektrycznej w godzinach pozaszczytowych.

nawet okres 10 lat. Dostępne są także produkty dedykowane, takie jak kontrakty „blokowe" typu PPA, czyli kontrakty 5 i 10 letnie.

W Polsce istnieje teoretyczna możliwość zabezpieczenia pozycji na trzy lata, jednakże płynność występuje tu w obrębie kontraktów na rok lub dwa lata.

Tabela 2.
Porównanie dostępnych instrumentów na OTF w Europie

	Polska	Niemcy	Hiszpania
Produkty	Base, peak, offpeak	Base, peak, offpeak	Base peak, solar
Instrumenty	SPOT, futures	SPOT	Spot, futures, forward, options, swaps
Horyzont czasowy dostępnych kontraktów terminowych	3 lata	10 lat	10 lat
Efektywny hedging	1-2 lata	3-4 lata	7-8 lat
Produkty dedykowane dla PPA lub OZE	Miesięczne indeksy cenowe	Do 2020 roku funkcjonowały kontrakty wind futures, które zostały zawieszone ze względu na brak płynności	Kontrakty typu PPA na 5 i 10 lat dla profilu solarnego

Źródło: Opracowanie własne na podstawie TGE, EEX, OMIP.

Rynki terminowe w Europie borykają się obecnie z problemem niskiej płynności. Przyczyną tego zjawiska jest m.in. znaczna niepewność, co do dalszego rozwoju sytuacji (w odniesieniu do sytuacji w Ukrainie lub zakresu i tempa reformy rynku energii). Problemem są także bardzo wysokie koszty zabezpieczeń. Produkty zabezpieczające stają się drogie, gdy przedłuża się ich działanie poza typowe 2-3 lata. Tę barierę można jednak przezwyciężyć dzięki zastosowaniu odpowiednich mechanizmów wsparcia. Rekomendowanym działaniem jest w tym przypadku wprowadzenie dedykowanych gwarancji bankowych na preferencyjnych warunkach dla zabezpieczenia pozycji wynikającej z produkcji OZE lub zawarcia umowy PPA.

Rekomendowany jest także dalszy, sukcesywny rozwój produktów zabezpieczających w odniesieniu do energii elektrycznej pochodzącej z OZE (na przykład na wzór giełdy iberyjskiej). Rozwój ten powinien następować w liniach produktowych, dedykowanych dla konkretnych technologii (energetyka słoneczna, wiatrowa na lądzie, morska energetyka wiatrowa), w ścisłej współpracy ze środowiskami branżowymi oraz innymi instytucjami, na przykład meteorologicznymi.

Standaryzacja umów cPPA

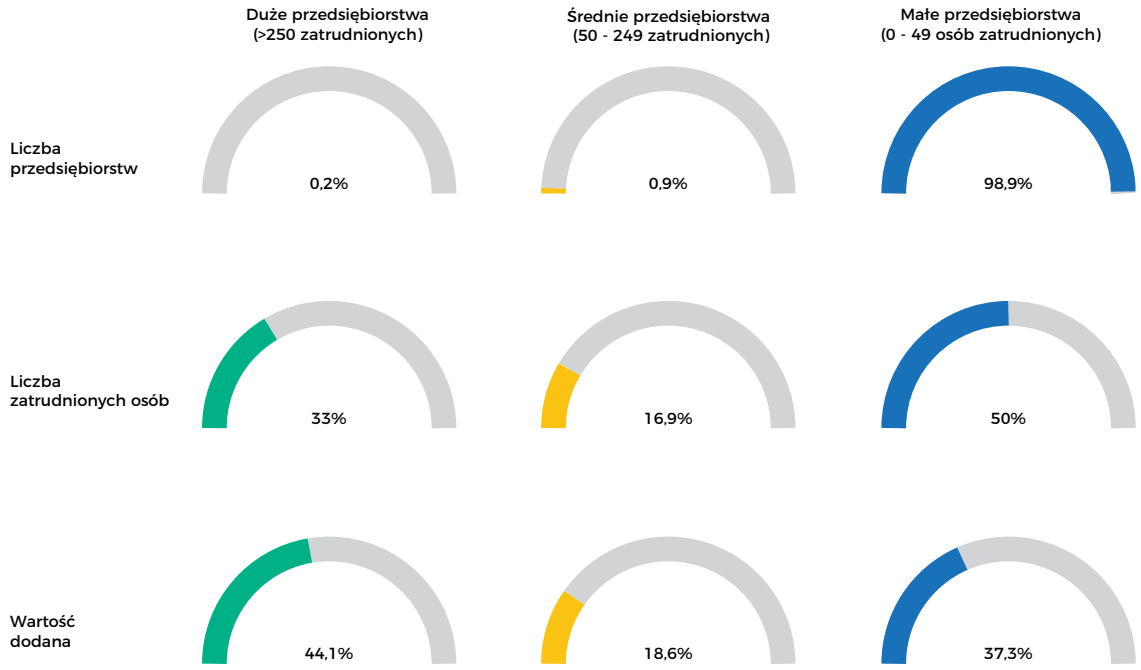
Kontrakty cPPA są kontraktami bardzo złożonymi, co znacznie ogranicza ilość podmiotów, które są w stanie podjąć i przeprowadzić z sukcesem cały proces negocjacji umowy. To, co z jednej strony jest ogromną zaletą umów cPPA, czyli możliwość wykreowania rozwiązań „szytych na miarę" odpowiadających zarówno odbiorcy i wytwórcy, jest także równocześnie barierą wejścia dla mniej wyrafinowanych graczy.

W umowach cPPA jest bardzo wiele elementów wymagających uzgodnienia, takich jak formuła cenowa, wolumeny, czy dostosowanie do profilu technologicznego odbiorcy. Bardzo ważna jest tu także alokacja i wycena ryzyk, która wymaga dużego nakładu pracy i zaawansowanego know-how. Zapisy tych umów muszą zostać także zaakceptowane przez instytucję finansującą. Biorąc pod uwagę fakt, że umowy są podpisywane na wiele lat, a ich wartość zazwyczaj jest znaczna, może być niezwykle trudne uzyskanie konsensusu, z którym każda ze stron będzie czuła się komfortowo.

Według statystyk RE-Source największy udział w podpisywanych umowach cPPA mają duże podmioty z branży ITC (Information and Communications Technology) – 36%, oraz energochłonni odbiorcy reprezentujący przemysł ciężki – 28%. Tymczasem duże przedsiębiorstwa stanowią jedynie 0,2% wszystkich zarejestrowanych podmiotów w Unii Europejskiej. W Polsce, według danych Eurostatu, zarejestrowanych jest 2,67 mln przedsiębiorstw z czego tylko 3,4 tys. (0,13%) to duże przedsiębiorstwa (powyżej 250 osób).

Aby umowy cPPA były bardziej dostępne i szerzej stosowane należy dążyć do dalszej ich standaryzacji i uproszczenia procesu ich podpisywania. Obecnie jest już dostępny ogólny standard umowy opracowany przez organizację European Fedration of Energy Traders (EFET) przygotowany w kilku wersjach językowych, w tym również w języku polskim. Organizacja EFET w ramach Grupy zadaniowej ds. standaryzacji umów PPA, prowadzi działalność edukacyjną z zakresu wiedzy o standardzie cPPA, zarządzania ryzykiem oraz zbiera i analizuje informacje zwrotne uzyskane od użytkowników standardu. W ramach tych działań odbyły się konsultacje z użytkownikami standardu cPPA. Na podstawie otrzymanych informacji zwrotnych prowadzone są obecnie prace nad nową wersją umowy cPPA 2.0. Jednym z istotnych kierunków zmian w nowym standardzie umowy cPPA jest jego uproszczenie. Z kolei w Niemczech z inicjatywy Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA), podjęto działania w celu opracowania standardu cPPA dla małych i średnich przedsiębiorstw. Ten kierunek działania jest również podkreślany i zalecany w ramach planowanej reformy rynku energii elektrycznej.

Wykres 7.
Struktura przedsiębiorstw w UE



Źródło – opracowanie własne na podstawie danych Eurostat

W celu zidentyfikowania oczekiwań segmentu małych i średnich przedsiębiorstw w Polsce dobrym pomysłem wydaje się przeprowadzenie pogłębionego badania obejmującego szacowanie potencjału rynku (popytu na cPPA), apetytu odbiorców na ryzyko, preferencji co do okresu trwania umowy lub struktury produktów. Dzięki temu możliwe będzie zaproponowanie optymalnych rozwiązań dla tej grupy odbiorców.

Rekomendowanym działaniem jest także dalsza standaryzacja umów cPPA. Powinna ona polegać na opracowaniu propozycji najczęściej stosowanych kontraktów wraz z propozycją konkretnych zapisów i załączoną specyfikacją produktu, w szczególności na potrzeby małych i średnich przedsiębiorstw oraz możliwości agregowania umów cPPA. Jednym z proponowanych działań byłoby opracowanie standardu dla umowy cPPA z fizyczną dostawą w oparciu o wystandaryzowany profil produkcji dla instalacji fotowoltaicznej.

Standaryzacja umów cPPA mogłaby przynieść wiele znaczących korzyści, takich jak:

- skrócenie procesu negocjacyjnego;
- ograniczenie niekontrolowanego wystąpienia ryzyk wynikających z realizacji zawartych umów;
- ułatwienie procesu budowania wiarygodnych referencji cenowych (wskaźników cenowych) dla umów cPPA przez wskazane do tego instytucje instytucje, takie jak URE lub TGE;

- rozwój dedykowanych produktów zabezpieczających na rynku terminowym;
- łatwiejsze organizowanie obrotu na zasadzie kojarzenia i łączenia partnerów – przy wykorzystaniu dedykowanych platform elektronicznych;
- bardziej przejrzyste zasady udzielania pomocy publicznej (określenie pewnych standardów umów cPPA w tzw. *state aid gudeline,* tj. wytycznych w zakresie stosowania pomocy publicznej).

Agregacja umów cPPA

Agregowanie umów cPPA jest jednym z silnie akcentowanych kierunków rozwoju tego segmentu w Europie. Pierwsze tego typu transakcje w Europie zostały już zawarte, jednakże nie jest to jeszcze częste zjawisko, a raczej pionierskie inicjatywy. Możliwość agregowania umów cPPA zlikwidowałaby kilka istotnych funkcjonujących ograniczeń dla upowszechniania tego rodzaju umów.

Wolumeny oferowane w ramach umów cPPA są często za duże dla pojedynczego odbiorcy, co ogranicza ilość potencjalnych przedsiębiorstw będących w stanie zawrzeć umowę cPPA. Możliwość agregowania umów cPPA daje możliwość odblokowania znacznego potencjału ze strony odbiorców, szczególnie w segmencie małych i średnich przedsiębiorstw. Natomiast dostępność zagregowanych umów cPPA pozwoliłoby na aktywne uczestniczenie w tym rynku takich podmiotów jak:

- parki biznesowe lub klastry przemysłowe;
- grupy zakupowe pozyskujące energię na potrzeby podmiotów publicznych. Ta opcja jest niezwykle interesująca, ale wymagałyby dostosowania zapisów związanych z dokonywaniem zamówień publicznych. Takie rozwiązanie wprowadziła. Hiszpania, która dostosowała prawo zamówień publicznych tak, aby było możliwe organizowanie przetargów na dostawy energii w ramach długoterminowych umów cPPA.
- szeroko zdefiniowani odbiorcy z sektora MŚP.

Agregowanie umów PPA może mieć również korzystny wpływ na proces zarzadzania ryzykiem. Umowy cPPA są obarczone znaczącym ryzykiem obejmującym niewywiązanie się kontrahenta z warunków umowy lub jego niewypłacalnością (tzw. *counterpary risk*). W przypadku zagregowanych umów cPPA ryzyka są rozłożone na większą ilość uczestników rynku. Agregowanie po stronie deweloperów mogłoby także korzystnie wpłynąć na parametry oferowanego produktu (lepsze dopasowanie profili produkcji energii elektrycznej do profili zużycia odbiorców w przypadku łączenia instalacji obejmujących różne technologie – wiatrowe, słoneczne, magazynowanie) lub odbiorców (łączenie odbiorców o odpowiednich profilach zużycia). Zalety łączenia instalacji w obrębie różnych instalacji zostały już szczegółowo opisane w sekcji odnoszącej się do zagadnień sieciowych.

Przykłady zawartych transakcji – zagregowanych umów cPPA:

1. Massachusetts Institute of Technology (MIT), Boston Medical Center i Post Office Square Redevelopment Corporation współpracują przy budowie 60-megawatowej farmy słonecznej w Karolinie Północnej, której właścicielem jest firma energetyczna Dominion z Wirginii.
2. W Europie Google połączył siły z Philipsem, AzkoNobel i DSM, aby zbudować holenderską farmę wiatrową.
3. W rejonie Zatoki San Francisco grupa samorządów lokalnych połączyła się z think tankiem Joint Venture Silicon Valley w celu zainicjowania wspólnych projektów zamówień publicznych w regionie.
4. Brytyjska kooperatywa Co-op Power złożyła ofertę na 100 GWh/rok na innowacyjnej cyfrowej platformie zakupu energii elektrycznej stworzonej przez firmę Zeigo.

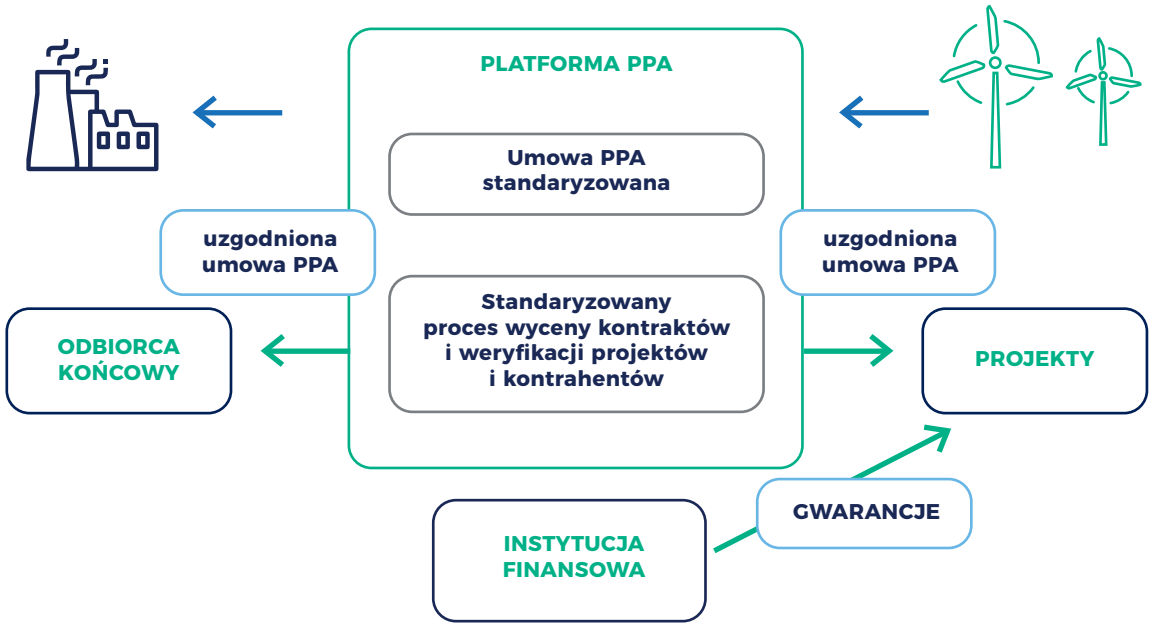
Istnieją różne możliwe modele zawierania zagregowanych umów cPPA:

- w ramach umów bilateralnych – bez udziału jednostki pośredniczącej. Jest to model, w którym co najmniej jedna ze stron jest zorganizowana w formie konsorcjum przedsiębiorstw;
- z udziałem jednostki pośredniczącej (agregatora):
  - poprzez dedykowaną spółkę celową, zawierającą umowy cPPA z producentami energii i oferującą energię odbiorcom końcowym w ramach tzw. „zielonych taryf”[11];
  - za pośrednictwem dedykowanej platformy do zawierania umów cPPA. Platforma mogłaby kojarzyć strony transakcji, a także (ale niekoniecznie) pełnić rolę gwaranta zawartych umów (na wzór obrotu na rynku regulowanym). Agregowanie, zarówno po stronie popytowej jak i podażowej, mogłoby ułatwić poszukiwanie partnerów i optymalne łączenie ich z zastosowaniem inteligentnych algorytmów optymalizacyjnych. Takie rozwiązania już są zastosowane na cyfrowej platformie służącej do zawierania umów cPPA – Zeigo. Możliwość zawierania umów przez dedykowane platformy obrotu cPPA zapewniłaby odpowiednią przejrzystość, dzięki czemu mogłoby to być wykorzystywane w postępowaniach przetargowych prowadzonych przez podmioty publiczne.

11 Zielona taryfa – oferta dla odbiorców końcowych na sprzedaż energii elektrycznej pochodzącej z OZE

Schemat 4.

Przykładowy model organizacyjny dedykowanej platformy cPPA



Źródło: Opracowanie własne na podstawie EIB.

Ciekawym przykładem funkcjonowania umów cPPA jest rynek energii w Stanach Zjednoczonych Ameryki (USA). Hurtowy rynek energii elektrycznej w USA jest połączeniem siedmiu rynków regionalnych o różnej strukturze i stopniu uregulowania, na których stosowane są różne modele kontraktowania zielonej energii, takie jak umowy cPPA oraz tzw. „zielone taryfy". Porównanie funkcjonujących na tym rynku rozwiązań pod kątem ich efektywności, także w zakresie możliwości agregowania umów, mogłoby być interesującym wkładem w dyskusję nad możliwymi do zastosowania modelami w Polsce i Europie.

Rekomendowanym działaniem jest bardziej szczegółowe zbadanie dostępnych modeli biznesowych związanych z agregowaniem umów cPPA pod kątem możliwości ich zastosowania w warunkach polskich i popularyzacja takich rozwiązań. Najbardziej kompleksowym rozwiązaniem wydaje się obecnie być model zakładający powołanie dedykowanej platformy obrotu. Jest to rozwiązanie zapewniające największą transparentność, konkurencyjność i bezpieczeństwo transakcji, z równoczesną jej elastycznością (w ramach platformy może docelowo funkcjonować wiele produktów, adresowanych dla różnych grup odbiorców i producentów).

Konieczne jest także dostosowanie zapisów w Ustawie Prawo Zamówień Publicznych, tak aby w sposób jednoznaczny i bezpieczny pozwalała ona na kontraktowanie energii elektrycznej w ramach wieloletnich umów cPPA.

Dedykowane instrumenty finansowe dla projektów OZE i cPPA

Rozwój umów PPA jest również mniej dostępny dla wielu przedsiębiorstw, ze względu na dwie istotna cechy tego typu kontraktów, a mianowicie:

- długości okresu obowiązywania kontraktu;
- różnicy czasu pomiędzy momentem negocjacji warunków kontraktu a faktycznym rozpoczęciem dostaw (jest to czas potrzebny do wybudowania i uruchomienia instalacji).

Te czynniki powodują, że umowy cPPA mogą być zbyt ryzykowne dla firm operujących w branżach o krótkich cyklach koniunkturalnych (niezależnie od ich wielkości) oraz dla firm z segmentu MŚP, które nie są w stanie planować w obrębie tak długich horyzontów czasowych. Krótkie cykle biznesowe zwiększają ryzyko rynkowe i operacyjne związane ze zmianami cen energii, zmianą profilu zapotrzebowania odbiorcy na energię lub nawet lokalizacją produkcji. Długość cykli koniunkturalnych w odniesieniu do poszczególnych branż może znacząco różnić się między sobą. Najdłuższe cykle (10-20 lat) obserwowane są w branży technologicznej oraz w przemyśle ciężkim. Krótsze cykle (3-5 lat) występują w branżach FMCG, telekomunikacyjnej czy generalnie w sektorze MŚP. Typowy okres obowiązywania umów cPPA to od kilku do kilkunastu lat (7-15 lat). Budowa instalacji OZE to proces wieloletni – w przypadku energetyki wiatrowej na morzu okres ten wynosi 2-4 lata, dla energetyki wiatrowej na lądzie jest to około 2 lat, natomiast dla energetyki słonecznej jest to od 1,5 roku do 2 lat. Z punktu widzenia odbiorców energii w ramach kontraktów cPPA korzystniejsze byłoby negocjowanie umów bezpośrednio przed okresem dostawy, co znacząco ograniczyłoby ryzyka związane z negocjowaniem warunków w umowach.

Obecnie rekomendowane są dwa rozwiązania, które mogłyby wpływać na ograniczenie barier rozwoju umów cPPA. Jednym z nich jest wdrożenie dedykowanych instrumentów finansowania projektu (lub gwarancję w celu zabezpieczenia takiego kredytu) z ekspozycją na ryzyko rynkowe, czyli tzw. *merchant tail.* Z punktu widzenia instytucji finansujących projekty OZE umowy cPPA, które są zabezpieczeniem tego typu inwestycji, są uznawane za zbyt ryzykowne w przypadku występowania tzw. *long merchant tail*, tj. okresu w ramach umowy kredytowej, który nie jest zabezpieczony kontraktem cPPA. Taki rodzaj finasowania pozwoli oferować umowy cPPA z krótszym terminem obowiązywania, a przy tym zmniejszyć ryzyko cenowe do akceptowalnych poziomów dla wybranych grup przedsiębiorstw poprzez przeniesienie go na banki. Kredyty z *merchant tail* są oferowane przez banki komercyjne na bardziej „dojrzałych" rynkach, szczególnie w Hiszpanii. W przypadku rynków mniej dojrzałych, na których ceny wciąż są uzależnione od węgla (w tym na rynku polskim), banki komercyjne wciąż jeszcze nie czują się komfortowo z istniejącym ryzykiem handlowym.

Drugim rekomendowanym rozwiązaniem jest finansowanie typu *mezzanine*, które jest hybrydową formą finansowania przedsiębiorstw posiadającą w swej konstrukcji cechy typowe zarówno dla długu, jak i kapitału. Okres finansowania wynosi najczęściej od 5 do 7 lat, a spłata dokonywana jest jednorazowo – na koniec okresu kredytowania. Fundusz lub instytucja finansująca w formie *mezzanine* w okresie finansowania otrzymuje odsetki

o oprocentowaniu zbliżonym do poziomu zwykłego długu. Finansowanie typu *mezzanine* ma zastosowanie w okresie, kiedy instalacja OZE jest w trakcie budowy. Po osiągnięciu przez projekt gotowości operacyjnej finansowanie *mezzanine* mogłoby zostać zastąpione przez tradycyjny kredyt zabezpieczony umową cPPA.

Uruchomienie obu opisanych instrumentów finansowych musiałoby zostać wsparte poprzez dedykowane gwarancje dla komercyjnych instytucji finansujących lub oferowane przez dedykowane instytucje np. Bank Gospodarstwa Krajowego.

Dedykowany System Gwarancji

Mała zdolność do zaciągania znacznych długoterminowych zobowiązań przez przedsiębiorstwa jest istotną barierą w upowszechnianiu umów cPPA. Dotyczy to wielu sektorów, szczególnie przemysłu ciężkiego i wytwórczego. Stanowi to również problem w przypadku mniejszych przedsiębiorstw, które nie posiadają zdolności kredytowej lub po prostu nie podlegają ocenie ratingowej. Według badań EIB, 75% badanych przedsiębiorstw z segmentu SME nie posiada ratingu koniecznego do pozyskania odpowiednich gwarancji bankowych, a 25% z nich ma rating negatywny. Z kolei kredytodawcy projektów związanych z energią odnawialną zazwyczaj wymagają od producentów energii, aby ich projekty oparte na umowach PPA miały wysoką ocenę kredytową na poziomie inwestycyjnym. Rekomendowanym rozwiązaniem w tym zakresie jest ustanowienie dedykowanego systemu gwarancji bankowych. Takie rozwiązanie jest już stosowane i przynosi pożądane rezultaty w różnych krajach. Przykłady gwarancji dla umów typu cPPA funkcjonują już w Hiszpanii i Norwegii. Były z powodzeniem stosowane również w USA..

Tabela 3.
Porównanie systemów gwarancyjnych wspierających rozwój umów cPPA w Hiszpanii i Norwegii

	Hiszpania	Norwegia
Gwarant	Fondo Espanol de Reserva para Garantias de Entidades Electrointensivas (FERGEI), zarządzany przez hiszpańską agencję kredytów eksportowych Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación, S.A. (CESCE).	Export Finance Norway (Eksfin) – rządowe przedsiębiorstwo finansowe utworzone w wyniku połączenia Norweskiej Agencji Gwarancji Kredytów Eksportowych (GIEK) i Export Credit Norway.
Przeznaczenie	Konsumenci elektrochłonni, którzy w dwóch z trzech poprzedzających lat zużyli więcej niż 1 GWh rocznie i zużywają co najmniej 50% energii w godzinach pozaszczytowych. Warunkiem jest zakontraktowanie co najmniej 10% swojego rocznego zapotrzebowania na energię za pośrednictwem cPPA na energię odnawialną.	Konsumenci energii zarejestrowani w Norwegii, prowadzący działalność w następującym zakresie: produkty drzewne, przetwórstwo drewna, produkty chemiczne i metale. Nabywca energii musi mieć roczne zużycie energii w wysokości co najmniej 10 GWh i zakontraktowany wolumen w wysokości co najmniej 35 GWh w okresie obowiązywania cPPA. Dostawca energii nie musi być koniecznie zlokalizowany w Norwegii.

Rodzaje gwarancji	• podmioty finansowe, które wystawiają gwarancję wynikającą z podpisania cPPA. Jeżeli gwarancja została wykonana, a nabywca energii elektrycznej nie mógł jej zapłacić, CESCE może pokryć do 80% wartości gwarancji. W tym przypadku ubezpieczonym jest instytucja finansowa wystawiająca gwarancję. • sprzedawcy energii, którzy pokrywają ryzyko braku płatności ze strony odbiorcy energochłonnego. W tym przypadku ubezpieczonym jest sprzedawca, a w sytuacji niezapłacenia przez nabywcę swoich zobowiązań wynikających z umowy PPA, CESCE może wypłacić sprzedawcy odszkodowanie w wysokości do 80% wartości rozwiązania umowy. W tym trybie CESCE mogłaby nawet zastąpić pozycję kupującego w umowie PPA, a kontrahentem kontraktu stałaby się CESCE.	• dostawcy energii, chroniąc go przed niewykonaniem zobowiązania przez nabywaniem energii, • banki lub inni kredytodawcy zabezpieczający spłatę kredytów zaciągniętych na przedpłatę części cPPA. Oba produkty pokrywają ryzyko związane z nabywcą energii. Eksfin pokrywa różnicę pomiędzy ceną energii w ramach PPA, a średnioroczną ceną na rynku spot dla uzgodnionego wolumenu. Gwarancja zakupu energii może pokryć maksymalnie 80 % pozostałych płatności w ramach PPA. Gwarancja może dotyczyć określonych przedziałów cenowych pomiędzy ceną z PPA, a dolną granicą. Im mniejszy zakres cenowy, tym niższa premia, która musi być zapłacona za gwarancję. Eksfin ma prawo wejść w pozycję nabywcy energii.
Okres gwarancji	Minimum 5 lat	Od 7 do 25 lat
Dedykowany budżet	200 mln EUR czyli 600 mln EUR w ciągu pierwszych trzech lat.	Brak danych

Rekomendowany system gwarancji mógłby być bardziej rozbudowany i powinien obejmować więcej procesów w odpowiedzi na potrzeby różnych grup interesariuszy i instytucji, takich jak:

- gwarancje dla odbiorców elektrochłonnych z wybranych branż – ze względu na profil zużycia energii, problem z uzyskaniem odpowiedniego ratingu czy strategiczne znaczenie dla polskiej gospodarki;
- gwarancje dla przedsiębiorstw z sektora MŚP – uzupełnione kompletem towarzyszących regulacji i ułatwień organizacyjnych (zalecenia dla umowy konsorcjum, wzór wystandaryzowanej umowy cPPA, zawieranie umów na dedykowanej platformie elektronicznej, bezpieczne zapisy dla MŚP w zakresie warunków rozwiązania umowy, itp.);
- gwarancje na potrzeby zabezpieczenia produktów finansowych typu *mezzanine* i kredytów z tzw. *merchant tail*;
- gwarancje w celu zabezpieczenia pozycji handlowej, na przykład na Towarowej Giełdzie Energii w horyzoncie długoterminowym dla pozycji wynikającej z posiadania umowy cPPA w portfelu. Obecnie TGE umożliwia już wnoszenie zabezpieczeń w formie gwarancji bankowych.

W takim ujęciu kompleksowy system gwarancji odpowiadałby nie tylko na problem związany ze zdolnością kredytową deweloperów i odbiorców, ale także na bariery opisane w poprzednich punktach, czyli odblokowywałby potencjał MŚP do przystępowania

do umów cPPA, wspierał płynność i generowanie właściwych sygnałów cenowych na platformach obrotu, a także umożliwił rozwój oferty dedykowanych instrumentów finansowych.

Podsumowanie

W raporcie przedstawiono szereg możliwych działań mających na celu zniwelowanie barier w rozwoju i upowszechnianiu umów cPPA. Podsumowanie tych rekomendacji przedstawia poniższa tabela.

Tabela 4.

Rekomendowane działania w celu zniwelowania barier w upowszechnianiu umów cPPA

Rekomendowane działanie	Zidentyfikowana bariera
Transparentność rynku energii i hedging	
Administracyjne wzmocnienie funkcji tzw. *market makerów* (animatorów rynku) na TGE.	• niewystarczająco transparentny rynek energii • brak wystarczającej płynności na rynkach terminowych
Rozważenie wprowadzenia formy obliga giełdowego, obejmującego część energii od wytwórców OZE otrzymujących pomoc publiczną, w celu poprawy płynności rynku i zapewnienia lepszej transmisji sygnałów cenowych na rynek hurtowy.	• niewystarczająco transparentny rynek energii • brak wystarczającej płynności na rynkach terminowych
Powołanie dedykowanej platformy informacyjnej oraz opracowanie referencji cenowych dla umów cPPA.	• niewystarczająco transparentny rynek energii • niski poziom wiedzy na temat umów cPPA oraz brak rozpoznania potrzeb mniejszych odbiorców w tym zakresie • złożoność i kosztowność procesu negocjacji
Wspieranie sukcesywnego rozwoju produktów zabezpieczających na platformach obrotu dedykowanych dla energii elektrycznej pochodzącej z OZE oraz umów cPPA.	• niewystarczająco transparentny rynek energii • brak wystarczającej płynności na rynkach terminowych • brak produktów zabezpieczających dedykowanych dla energii generowanej w źródłach OZE
Standaryzacja cPPA	
Przeprowadzenie pogłębionego badania w segmencie MŚP, obejmującego szacowanie potencjału rynku (potencjalnego popytu na cPPA), apetytu odbiorców na ryzyko, preferencji co do okresu trwania umowy, czy struktury produktów w umowach cPPA.	• niski poziom wiedzy na temat umów cPPA oraz brak rozpoznania potrzeb mniejszych odbiorców w tym zakresie
Dalsza standaryzacja umów cPPA, w szczególności na potrzeby małych i średnich przedsiębiorstw. Możliwości agregowania umów cPPA. .	• złożoność i kosztowność procesu negocjacji • wysoki poziom ryzyka związany z niewywiązaniem się kontrahenta z zapisów w umowie lub jego upadłością • trudność w znalezieniu odpowiedniego partnera • wysokie wolumeny energii oferowane w ramach umów cPPA (bariera wejścia dla podmiotów o mniejszym zapotrzebowaniu na energię), złożoność i kosztowność procesu negocjacji, brak produktów zabezpieczających dedykowanych dla energii generowanej w źródłach OZE
Popularyzacja wiedzy na temat standardu cPPA.	• niski poziom wiedzy na temat umów cPPA oraz brak rozpoznania potrzeb mniejszych odbiorców w tym zakresie

Agregowanie umów cPPA	
Przeprowadzenie **szczegółowego badania dostępnych modeli biznesowych** związanych z agregowaniem umów cPPA pod kątem możliwości ich zastosowania w warunkach polskich.	• niski poziom wiedzy na temat umów cPPA oraz brak rozpoznania potrzeb mniejszych odbiorców w tym zakresie
Dostosowanie zapisów w **Ustawie Prawo Zamówień Publicznych** tak, aby w sposób jednoznaczny i bezpieczny możliwe było kontraktowanie energii elektrycznej w ramach wieloletnich umów cPPA.	• niestabilność lub niedostosowanie obowiązującego prawa
Rozważenie powołania dedykowanej **cyfrowej platformy obrotu dla umów cPPA**, zapewniającej transparentność, konkurencyjność, bezpieczeństwo transakcji oraz elastyczność (lub rozważenie wdrożenia alternatywnego modelu biznesowego).	• wysokie wolumeny energii oferowane w ramach umów cPPA (bariera wejścia dla podmiotów o mniejszym zapotrzebowaniu na energię) • złożoność i kosztowność procesu negocjacji • wysoki poziom ryzyka związany z niewywiązaniem się kontrahenta z zapisów umowy lub jego upadłością • trudność w znalezieniu odpowiedniego partnera • długi okres obowiązywania umowy (w przypadku mniejszych kontrahentów lub branż charakteryzujących się krótkimi cyklami koniunkturalnymi) • niewystarczająca cyfryzacja i automatyzacja procesów • niski poziom wiedzy na temat umów cPPA oraz brak rozpoznania potrzeb mniejszych odbiorców w tym zakresie
Dedykowane instrumenty finansowe dla projektów OZE i cPPA	
Wdrożenie lub wsparcie wdrożenia **produktów finansowych typu *mezzanine*.**	• duży odstęp czasowy pomiędzy momentem negocjowania umowy, a rozpoczęciem faktycznych dostaw energii • niska zdolność podmiotów do zaciągania zobowiązań • trudność w znalezieniu odpowiedniego partnera • złożoność i kosztowność procesu negocjacji
Wdrożenie lub wsparcie wdrożenia **produktów finansowych – kredytów z tzw. *merchant tail*** (w formie odpowiednich gwarancji dla instytucji finansujących).	• długi okres obowiązywania umowy (w przypadku mniejszych kontrahentów lub branż charakteryzujących się krótkimi cyklami koniunkturalnymi) • trudność w znalezieniu odpowiedniego partnera handlowego • zdolność podmiotów do zaciągania zobowiązań • złożoność i kosztowność procesu negocjacji

Gwarancje	
Wdrożenie kompleksowego systemu gwarancji na potrzeby różnych procesów oraz grup interesariuszy i instytucji, takich jak: • gwarancje dla odbiorców elektrochłonnych, • gwarancje dla przedsiębiorstw z sektora MŚP, • gwarancje na potrzeby zabezpieczenia produktów finansowych typu mezzanine i kredytów z tzw. merchant tail, • gwarancje w celu zabezpieczenia pozycji handlowej na Towarowej Giełdzie Energii.	• zdolność podmiotów do zaciągania zobowiązań • wysoki poziom ryzyka związany z niewywiązaniem się kontrahenta z zapisów umownych lub jego upadłością • niewystarczająco transparentny rynek energii • brak wystarczającej płynności na rynkach terminowych
Proces administracyjny lokalizowania źródeł OZE	
• Zliberalizowanie zasady 10h i wprowadzenie odległości max. 500 metrów • Pozostawienie możliwości lokalizacji instalacji fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej do ok. 25 – 50MW na podstawie decyzji o warunkach zabudowy, przy udziale lokalnej społeczności, • W przypadku wprowadzenia zmian do ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, wprowadzenie obowiązku wszczęcia procedury zmiany/uchwalania planu miejscowego w przypadku wydania warunków przyłączenia dla instalacji możliwych do ulokowania jedynie w opraciu o taki plan.	• obowiązująca zasada 10h całkowicie uniemożliwia rozwój źródeł wiatrowych • likwidacja zasady 10h będzie będzie powodowała konieczność przygotowania miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego dla inwestycji w budowę farm wiatrowych bez żadnych ram czasowych dla gminy • ryzyko wprowadzenia obligatoryjnego lokalizowania źródeł OZE, w tym fotowoltaiki na podstawie miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego • ryzyko braku możliwości lokalizowania instalacji OZE na podstawie decyzji WZ
Przyłączanie źródeł OZE	
• Wprowadzenie możliwości współdzielenia infrastruktury poprzez zastosowania tzw. Cable poolingu. • Upowszechninie stosowania zasady Współfinansowanie rozbudowy sieci przez inwestorów. • Wzrost nakładów na rozwój sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. • Wprowadzenie możliwości stosowania linii bezpośredniej jako czynnika odciążającego sieć elektroenergetyczną.	• brak możliwości przyłączenia źródeł OZE z uwagi na zły stan sieci • brak możliwości przyłączania źródeł OZE, z uwagi na konieczność zarezerwowania zdolności przyłączeniowych dla farm wiatrowych na morzu o mocy 10,9 GW, co przewidziane jest dopiero na 2031 rok • brak możliwości uzyskiwania warunków przyłączenia na współdzielenie przyłącza przez różne źródła energii jak wiatr i fotowoltaika • brak możliwości budowy instalacji *on site* z uwagi na zakaz stosowania linii bezpośredniej
Limity cen	
• Wszelkie regulacje wprowadzające ograniczenia przychodów wytwórców energii elektrycznej z OZE powinny być proporcjonalne i zapewniające możliwość pokrycia wszystkich zobowiązań finansowych wraz z osiągnięciem zysku planowanego na poziomie inwestycyjnym.	• niepewność wśród inwestorów co do rentowności przedsięwzięć inwestycyjnych w źródła OZE • niestabilność lub niedostosowanie prawa i procesów

Wnioski

W kontekście nadchodzącej reformy rynku energii elektrycznej znaczenie umów cPPA będzie z całą pewnością wzrastać. Jest to ogromna szansa na stworzenie ram prawnych, które umożliwią szybką transformację energetyczną w oparciu o umowy cPPA, co jest szczególnie istotne w przypadku Polski. Zbyt wolne tempo wdrażania zrównoważonego rozwoju i transformacji energetycznej może sprawić, że polskie firmy mogą mieć coraz większe trudności w konkurowaniu z przedsiębiorstwami europejskimi nie tylko ze względu na koszty energii elektrycznej, ale także biorąc pod uwagę większy ślad węglowy przedsiębiorstw i produktów w łańcuchach dostaw. Będzie to miało negatywny wpływ na możliwości pozyskania „zielonego finansowania" w przyszłości. Istnieje tu również spore ryzyko, że polskie przedsiębiorstwa będą przegrywać na rynku europejskim także w wymiarze wizerunkowym – w związku z coraz większą świadomością konsumentów. Sytuację Polski na tle innych krajów dobrze obrazuje Indeks zrównoważonej konkurencyjności opracowany przez *University of Cambridge Institute for Sustainability Leadership*, który ocenia postęp zrównoważonego rozwoju w obszarach gospodarki, społeczeństwa, zarządzania i środowiska. Polska w kategorii środowisko zajęła 4. miejsce od końca wśród krajów europejskich, przy czym najgorsze wyniki otrzymała w subkategoriach: „zobowiązania dotyczące zrównoważonego rozwoju" oraz „emisyjność".

Opisane w raporcie bariery upowszechnienia umów cPPA oraz propozycje ich zniwelowania pokazują, jak wiele jest jeszcze do zrobienia. Zreferowane zagadnienia obejmują wiele zróżnicowanych obszarów i działania wielu instytucji. Zaproponowanie kompleksowych, komplementarnych i dobrze zaprojektowanych rozwiązań w tym zakresie wymaga skoordynowanej pracy na poziomie administracji państwowej. Równie ważne są tu także działania podejmowane wspólnie z interesariuszami, którymi są wytwórcy OZE, odbiorcy energii, instytucje finansowe, Urząd Regulacji Energetyki i instytucje branżowe.

Pomocne może tu być wykorzystanie instrumentu wsparcia technicznego Unii Europejskiej (*EU's Technical Support Instrument*), lub innej pomocy doradczej bądź technicznej, w celu przeprowadzenia szczegółowej oceny oraz zaplanowania działań nakierowanych na wsparcie umów cPPA. Tego typu rozwiązania są rekomendowane przez Komisję Europejską, a podobne kroki zostały już podjęte m.in. przez Włochy.

WiseEuropa

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

Misją WiseEuropa jest poprawa jakości polityki krajowej i europejskiej oraz środowiska gospodarczego przez oparcie ich na rzetelnych 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

Polska, Europa i świat stoją obecnie przed niespotykanymi w historii wyzwaniami środowiskowymi i zasobowymi. Uniknięcie groźnych zmian klimatu, poprawa zdrowia publicznego oraz wzrost bezpieczeństwa surowcowego wymaga głębokiej transformacji gospodarczej. Wykorzystanie szans i uniknięcie pułapek rozwojowych z tym związanych wymaga dogłębnej oceny krótko- i długoterminowych skutków polityki ochrony środowiska oraz gospodarowania zasobami naturalnymi. W ramach Programu Energia, Klimat i Środowisko przygotowujemy kompleksowe analizy sektorowe oraz makroekonomiczne poświęcone szeroko rozumianej niskoemisyjnej transformacji gospodarki w Polsce i poza jej granicami. Jesteśmy aktywni w takich obszarach jak: polska oraz unijna polityka energetyczno-klimatyczna, krajowa polityka surowcowa, poprawa efektywności zasobowej gospodarki, ochrona środowiska oraz zdrowia publicznego poprzez ograniczenie szkodliwych emisji, zrównoważona polityka transportowa.

ENERGIA, KLIMAT I ŚRODOWISKO

RE-Source POLAND
Energia z OZE dla przedsiębiorstw

Fundacja RE-Source Poland Hub to polska platforma współpracy odbiorców i producentów energii z OZE. Celem Fundacji jest umożliwienie przedsiębiorstwom w Polsce budowania przewag konkurencyjnych w oparciu o tanią i czystą energię ze źródeł odnawialnych. Fundacja podejmuje działania zmierzające do stworzenia otoczenia regulacyjnego sprzyjającego pozyskiwaniu czystej, zielonej energii przez przedsiębiorstwa, na przykład w formie cPPAs. Fundacja powstała w 2019 roku, z inicjatywy Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, aby wspierać transformację energetyczną w Polsce. RE-Source Poland Hub działa w ścisłej współpracy z europejskim RE-Source Platform.

www.resourcepoland.pl

Pozostałe analizy na temat cPPA:

cPPA jako szansa na tanią energię z OZE. Praktyczny przewodnik dla firm
P. Czopek, Sz. Kowalski, P. Malik, G. Skarżyński, B. Wilk, Warszawa 2022

Zielone koło ratunkowe. Dostęp do czystej energii warunkiem konkurencyjności polskiego przemysłu
K. Bocian, W. Lewandowski, P. Wróbel, Warszawa 2022

Wymogi ESG a konkurencyjność przedsiębiorstw. Praktyczny przewodnik dla małych, średnich i dużych przedsiębiorstw
P. Wróbel, Sz. Kowalski, K. Kobyłka, W. Lewandowski, P. Czopek, Warszawa 2022

W czasach kryzysu energetycznego firmy potrzebują energii, która pozwoli wzmocnić ich konkurencyjność. Dlatego coraz częściej przechodzą na energię z odnawialnych źródeł, która jest nie tylko czysta, ale także tańsza od energii pochodzącej z paliw kopalnych. Co więcej OZE w trudnych czasach jest energią, która wzmacnia nasze bezpieczeństwo. Dlatego wśród coraz większej ilości firm popularność zyskuje cPPA – model zaopatrywania się w zieloną energię. By w pełni i świadomie korzystać z możliwości oferowanych przez cPPA warto poznać mechanizmy wpływające na zawierane umowy oraz funkcjonowanie rynku energii.

ISBN: 978-83-64813-75-7