

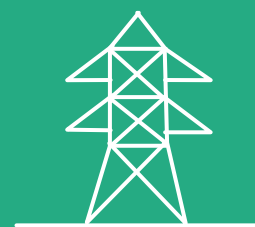
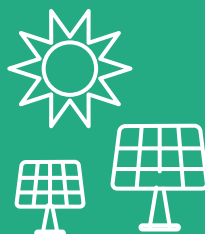
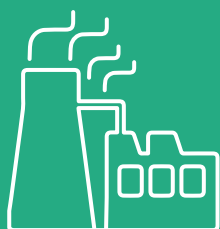


Przewodnik:

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

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

Współpraca: Tymoteusz Goździk, Krzysztof Kobyłka, Karol Sarna



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

Współpraca: Tymoteusz Goździk, Krzysztof Kobyłka, Karol Sarna

Przewodnik:

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

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

Autorzy:

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

Współpraca:

Tymoteusz Goździk, Krzysztof Kobyłka, Karol Sarna



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: 978-83-64813-79-5

Wstęp	4
Dostęp do czystej energii warunkiem konkurencyjności polskiego przemysłu	5
Rola przemysłu w polskiej gospodarce	5
Ceny energii jako źródło konkurencyjności polskiego przemysłu	5
Wpływ emisyjności przemysłu na jego konkurencyjność w UE	7
Wymogi ESG a konkurencyjność przedsiębiorstw	9
Czym jest ESG i jak wpływa na funkcjonowanie firm?	9
Wymogi ESG w obszarze energii – zestawienie kluczowych regulacji	9
NFRD/CSRD – dyrektywy w sprawie sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju	10
Taksonomia Zrównoważonego Finansowania	11
Rola umów cPPA w rozwoju OZE i transformacji energetycznej	14
Charakterystyka umów cPPA	17
Modele umów cPPA	17
Typ kontraktu i przedmiot umowy	19
Okres obowiązywania umowy	20
Postanowienia finansowe	20
Ryzyka umowne i odpowiedzialność	21
Przegląd barier regulacyjnych i rynkowych dla rozwoju OZE i umów cPPA w Polsce	28
Czynniki wpływające na podaż projektów OZE ze strony deweloperów	28
Czynniki wpływające na ogólny ekosystem inwestycyjny	33
Czynniki wpływające na popyt na umowy cPPA ze strony odbiorców końcowych	35
Podsumowanie	40



Wstęp

Niniejszy raport jest podsumowaniem cyklu raportów mówiących o roli umów cPPA oraz samodzielnego wytwarzania zielonej energii w transformacji energetycznej przedsiębiorstw, a także o problemach z wdrażaniem tych rozwiązań w Polsce. W ramach niniejszego cyklu ukazały się następujące raporty:

- Wymogi ESG a konkurencyjność przedsiębiorstw. Praktyczny przewodnik dla małych, średnich i dużych przedsiębiorstw¹,
- Zielone koło ratunkowe Dostęp do czystej energii warunkiem konkurencyjności polskiego przemysłu²,
- cPPA jako szansa na tanią energię z OZE. Praktyczny przewodnik dla firm³,
- Niewykorzystany potencjał umów cPPA. Przegląd barier regulacyjnych i rynkowych⁴.

Dwa pierwsze raporty opisują potrzebę korzystania przez odbiorców z umów cPPA i ich wpływ na realizację celów ESG oraz zapotrzebowanie gospodarki (w szczególności przemysłu) na zieloną energię. Raport trzeci ma na celu przybliżenie odbiorcom zasady działania umów cPPA oraz wskazanie, jak mogą z nich korzystać. Ostatni, czwarty raport zawiera analizę barier regulacyjnych i rynkowych, wpływających na możliwość praktycznego stosowania umów cPPA w Polsce oraz perspektywy ich rozwoju, szczególnie w kontekście dostępności dla małych i średnich przedsiębiorstw.

1 P. Wróbel, S. Kowalski, *Wymogi ESG a konkurencyjność przedsiębiorstw. Praktyczny przewodnik dla małych, średnich i dużych przedsiębiorstw*

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

3 P. Czopek, S. Kowalski, P. Malik, G. Skarżyński, B. Wilk; *cPPA jako szansa na tanią energię z OZE Praktyczny przewodnik dla firm*

4 P. Czopek, S. Kowalski, R. Rożek, D. Strzałkowski, *Niewykorzystany potencjał umów cPPA Przegląd barier regulacyjnych i rynkowych*

Dostęp do czystej energii warunkiem konkurencyjności polskiego przemysłu

Rola przemysłu w polskiej gospodarce

Polska pozostaje krajem uprzemysłowionym z istotnym udziałem przedsiębiorstw energochłonnych w zatrudnieniu i wytwarzaniu wartości dodanej. W 2020 r. zatrudnienie w sektorze przemysłu obejmowało 20% wszystkich pracujących, a sam sektor wygenerował 18,2% PKB. Przemysł ma również decydujący wpływ na polski bilans handlowy i stanowi ponad 78% wartości eksportu.

Wzrost cen transportu i skracanie łańcuchów dostaw w związku z obniżaniem jego wpływu na środowisko może stworzyć nowe szanse na przejęcie łańcuchów dostaw i wartości od zagranicznych konkurentów. Dotyczy to także ograniczeń w handlu z Rosją wprowadzanych na skutek sankcji – polscy producenci w wielu obszarach mogą stanowić alternatywę dla zakazanych towarów sprowadzanych wcześniej z Rosji i zaoferować wyższy standard norm środowiskowych. By tak się stało, konieczne jest jednak podejmowanie przez producentów w Polsce ambitnych działań na rzecz zmniejszenia swojego śladu węglowego i przyspieszenia dekarbonizacji tak, aby polskie „ogniwa” w łańcuchach wartości były konkurencyjnymi „zielonymi ogniwami”.

Co istotne, zbyt wolne tempo zrównoważonego rozwoju i transformacji energetycznej sprawia, że polskie firmy mogą mieć coraz większe trudności w konkuroowaniu z przedsiębiorstwami europejskimi w obszarach:

- kosztów energii elektrycznej,
- śladu węglowego przedsiębiorstwa i produktów w łańcuchach dostaw,
- możliwości pozyskania „zielonego finansowania”,
- wizerunkowym – w związku z coraz większą świadomością konsumentów.

Ceny energii jako źródło konkurencyjności polskiego przemysłu

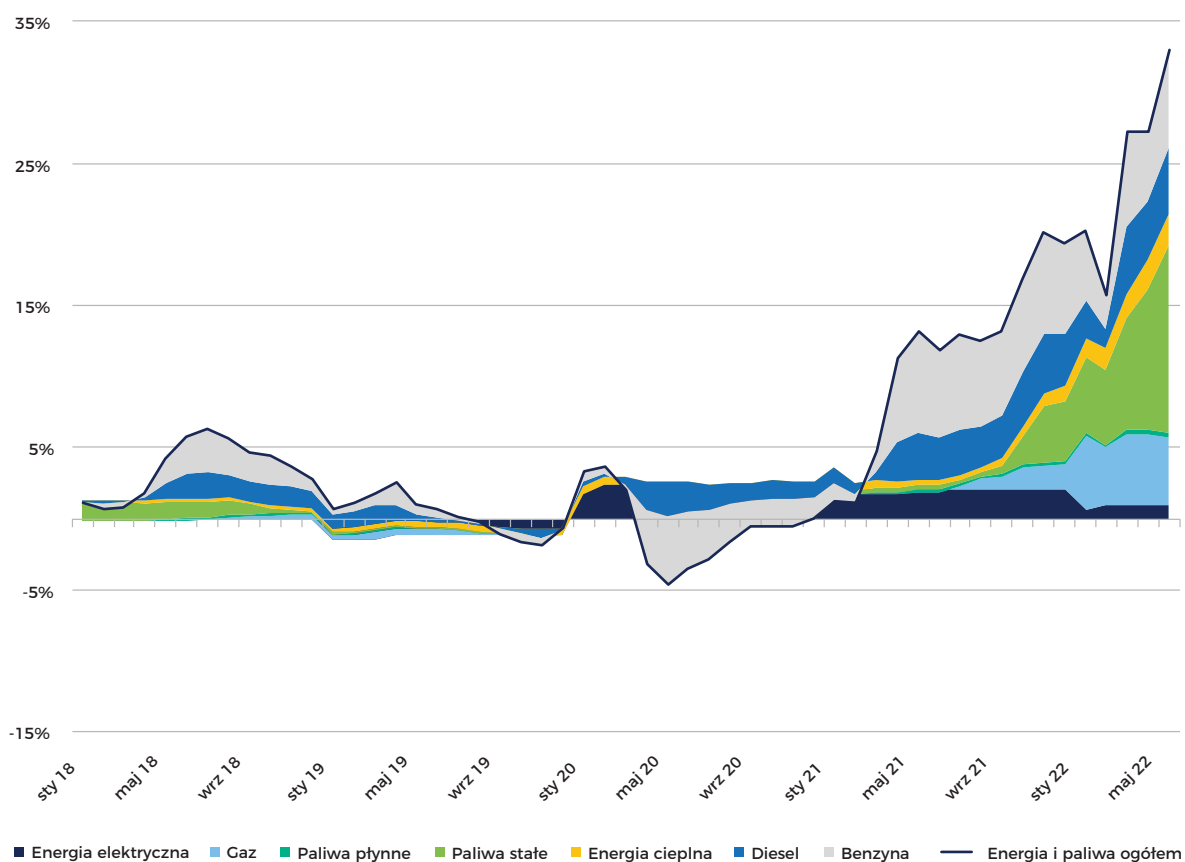
Dotychczas ceny energii nie były istotnym elementem wpływającym na konkurencyjność polskiego przemysłu, której źródłem były niższe wynagrodzenia w strukturze wydatków. Ta sytuacja ulega jednak dynamicznym zmianom na skutek wzrostu cen energii z jednej strony, i konwergencji kosztów pracy do średniej UE z drugiej.

Biorąc pod uwagę historyczne dane (2019) dla przemysłu, koszty energii stanowiły w Polsce stosunkowo niski udział wszystkich kosztów – 2,1%, czyli podobnie jak w przypadku Niemiec (2,2%), Czech (2,2%) i Austrii (2,4%). Należy jednak podkreślić, że istnieją pewne branże, dla których wydatki na energię stanowią większą część budżetów, czyli nawet 5-9% (w ekstremalnych przypadkach nawet kilkadziesiąt procent). Są to branże, do których możemy m.in. zaliczyć działalności związane z produkcją metali, przemysłem chemicznym, hutniczym, produkcją mebli, czy papieru. Według wykazu Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki takich podmiotów jest w Polsce obecnie 450 i są to z reguły duże zakłady przemysłowe z wysokim zatrudnieniem i o dużym rocznym zużyciu energii. Dlatego mimo, że średni udział wydatków na energię w kosztach przedsiębiorstw na poziomie 2,1% jest jednym z najniższych w Europie i jest relatywnie niski w porównaniu do wydatków gospodarstw domowych, to wzrost cen energii elektrycznej w 2021 i 2022 r. będzie miał asymetryczny wpływ na te segmenty. Przy kilkukrotnym wzroście cen energii dla przemysłu w ciągu ostatniego roku nawet dotychczasowy marginalny koszt z tym związany staje się istotną pozycją w kosztach. Co ważne, w odróżnieniu od gospodarstw domowych przemysł nie jest chroniony przed wzrostem cen energii na rynkach hurtowych poprzez stosowanie regulowanych taryf.

Kolejnym argumentem przemawiającym za tym, że ceny energii będą w większym stopniu oddziaływać na konkurencyjność polskiego przemysłu są również nominalne ceny energii dla przedsiębiorstw, które były do tej pory jednymi z najniższych w Europie. W tym kontekście pouczający jest fakt, że najniższe ceny energii elektrycznej występują w krajach, które mają wyższy udział energii produkowanej z OZE i atomu (m.in. Szwecja, Francja, Finlandia). W tych państwach udział zeroemisyjnych źródeł energii jest na tyle wysoki, że pozwala on na wyznaczanie finalnej ceny energii elektrycznej. W większości krajów Europy udział węgla i gazu w miksie energetycznym jest na tyle duży, że to właśnie cena tych surowców jest wyznacznikiem ceny końcowej. Z analizy danych przedstawionych na wykresie wyraźnie widoczne jest, że w największym stopniu za ten wzrost odpowiadają wysokoemisyjne konwencjonalne źródła energii takie, jak benzyna, diesel, gaz ziemny i węgiel.

Wykres 1.

Struktura inflacji energii i paliw w Polsce w latach 2018-2022 (miesięczna, r/r)



Źródło: Eurostat

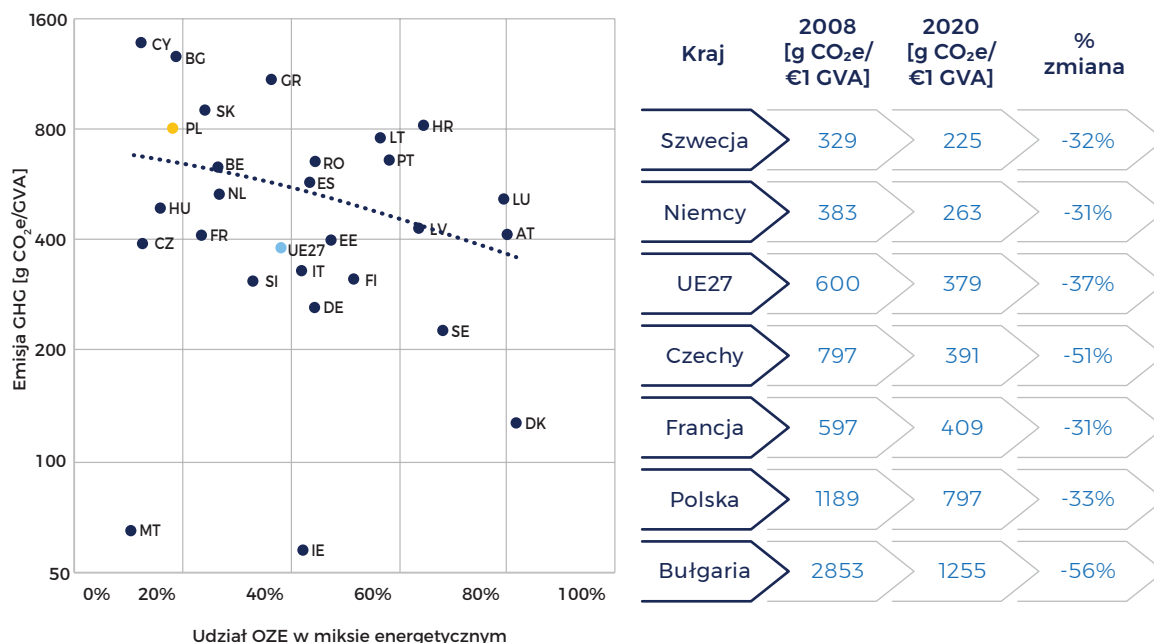
Reasumując, można zakładać, że bez podjęcia wysiłku dekarbonizacji wysokość cen energii w Polsce będzie spadać dużo wolniej niż w innych krajach, które szybciej przedstawiają swój system energetyczny na OZE i atom.

Wpływ emisyjności przemysłu na jego konkurencyjność w UE

Emisyjność sektora energetycznego ma istotny, bezpośredni wpływ na emisyjność innych sektorów gospodarki. Polska, w porównaniu z państwami Unii Europejskiej, nie wypada korzystnie pod względem emisyjności przemysłu przetwórczego, emitując około 2 razy więcej CO₂ w przeliczeniu na 1 euro wartości dodanej w porównaniu do średniej unijnej. Niska konkurencyjność pod względem emisji spowodowana jest głównie niskim udziałem OZE w miksie energetycznym – tylko 20% w porównaniu do średniej dla UE wynoszącej 40%. Dodatkowo Polska cechuje się stosunkowo dużym udziałem przemysłu chemicznego i petrochemicznego, które należą do jednych z najbardziej emisyjnych. W przypadku polskiego przemysłu poziom emisyjności jest jednym z najwyższych w Europie i jest bardziej zbliżony do krajów takich, jak Bułgaria, Grecja, Rumunia, czy Cypr. Te państwa pozostają w kontraście z krajami o niskim poziomie emisyjności przemysłu (Szwecja, Dania, Finlandia, Niemcy).

Wykres 2.

Emisyjność przetwórstwa przemysłowego w krajach UE27 (lewy panel) oraz redukcja emisji przemysłu w wybranych krajach w latach 2008-2020 (prawy panel)



Źródło: Eurostat

Biorąc pod uwagę rosnące znaczenie niskoemisyjności jako czynnika konkurencyjności przemysłu Polska powinna dążyć do osiągnięcia poziomu europejskiej średniej szybciej niż dotychczas. Obecna polityka UE nastawiona na ograniczanie emisji nakłada obowiązki wykazywania śladu węglowego i pochodzenia energii w ramach raportowania niefinansowego (co zostało szczegółowo opisane w kolejnym rozdziale niniejszego raportu). Takich informacji coraz częściej oczekują też kontrahenci i konsumenci, więc emisyjność produkcji może w krótkiej perspektywie stać się kulą u nogi polskiego przemysłu.



Wymogi ESG a konkurencyjność przedsiębiorstw

Czym jest ESG i jak wpływa na funkcjonowanie firm?

W rozwoju firm kluczową rolę zaczyna odgrywać ESG (Environmental, Social responsibility and corporate Governance). Termin ten obejmuje kryteria pozwalające ocenić, czy firmy prowadzą działalność w sposób odpowiedzialny społecznie i zrównoważony środowiskowo. Spełnienie tych kryteriów w coraz większym stopniu wpływa na dostęp do finansowania oraz poszerzanie rynków zbytu. Kwestia wpływu kryteriów ESG z obszaru środowiskowo-klimatycznego na otoczenie biznesowe nabiera coraz większego znaczenia nie tylko dla dużych firm, ale także mikro oraz małych i średnich przedsiębiorstw, które są elementem łańcucha dostaw dla większych podmiotów, dostarczających swoje produkty i usługi na rynki europejskie. Oznacza to, że działania dużych firm w kierunku zazieleniania tych łańcuchów pośrednio wymuszają dekarbonizację w jego poszczególnych ogniwach. Zmiany, które opisujemy obejmują również spółki samorządu terytorialnego.

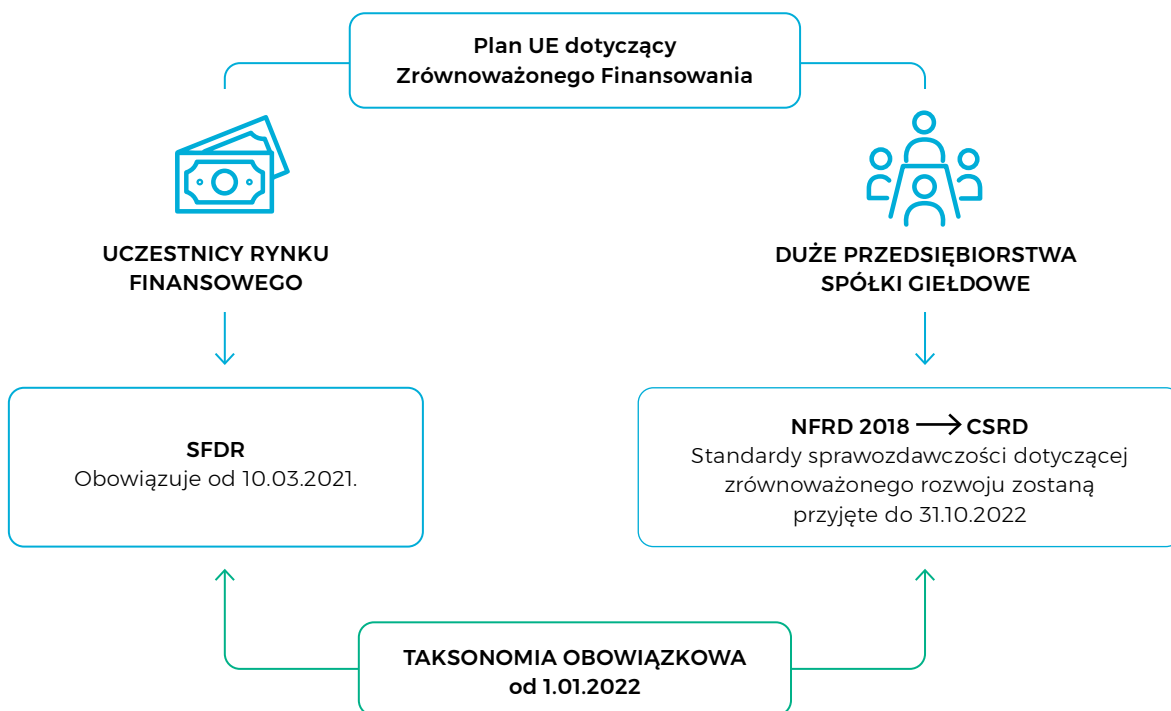
Wymogi ESG w obszarze energii – zestawienie kluczowych regulacji

Legislacja Unii Europejskiej koncentruje się głównie na raportowaniu i transparentnym informowaniu przez przedsiębiorstwa o wpływie ich działalności na klimat i środowisko. Kluczowymi elementami tych regulacji są: dyrektywa w sprawie raportowania niefinansowego firm (NFRD oraz CSRD, która ma ją zastąpić) oraz rozporządzenie o raportowaniu sektora finansowego (SFDR), które wyznaczają ramy wymaganej sprawozdawczości w zakresie wpływu działalności przedsiębiorstw na klimat i środowisko. Uzupełnieniem są kryteria taksonomii zrównoważonego finansowania UE, które zgodnie z zapowiedziami Komisji Europejskiej, mają doprowadzić do przekierowania strumienia środków inwestycyjnych, zarówno publicznych, jak i prywatnych na działania, które przyczyniają się do wdrażania celu neutralności klimatycznej w Unii Europejskiej.

Poniżej przedstawiamy główne akty prawne UE, które obejmują zarządzanie ryzykiem finansowym z uwzględnieniem zmian klimatu, kwestii środowiskowych i społecznych.

Rysunek 1:

Podstawy unijnych ram zrównoważonego finansowania: SFDR, NFRD i taksonomia



Źródło: Opracowanie własne na podstawie *Komunikatu Komisji Europejskiej Strategia dotycząca finansowania transformacji w stronę gospodarki zrównoważonej* z 6.07.2021 r.

NFRD/CSRD – dyrektywy w sprawie sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju

Kluczowymi elementami regulacji w zakresie raportowania są: dyrektywa w sprawie raportowania niefinansowego firm (NFRD oraz CSRD, która ma ją zastąpić) oraz rozporządzenie o raportowaniu sektora finansowego (SFDR).

Już od sprawozdań za 2024 rok firmy będą musiały informować o wpływie swojej działalności na środowisko i klimat. Oprócz opisu swojej działalności w obszarze ESG przedsiębiorstwa powinny ujawnić kluczowe wskaźniki wyników istotne dla ich konkretnej działalności. Zgodnie z obecnie obowiązującymi wytycznymi wśród informacji, które przedsiębiorstwa powinny publikować są m.in. te dotyczące emisji gazów cieplarnianych. Ta sekcja zawiera raportowanie bezwzględnego celu w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz dodatkowo trzy różne wskaźniki:

- Zakres 1: bezpośrednie emisje gazów cieplarnianych (tj. GHG) ze źródeł posiadanych lub kontrolowanych przez przedsiębiorstwo,
- Zakres 2: pośrednie emisje GHG wynikające z wytwarzania nabytej i zużytej energii elektrycznej, pary, ciepła lub chłodzenia (łącznie określanych jako „energia elektryczna”),



- Zakres 3: wszystkie pośrednie emisje GHG (wyżej nieuwzględnione), które występują w łańcuchu wartości firmy raportującej, w tym także emisje całego łańcucha wartości.

Dotychczas obowiązująca dyrektywa NFRD nakłada obowiązek dotyczący raportowania obejmującego kwestie klimatyczne i środowiskowe na duże przedsiębiorstwa zatrudniające ponad 500 pracowników. W całej Unii tym obowiązkiem objętych jest około 11 700 dużych przedsiębiorstw. Nowa dyrektywa CSRD wprowadza obowiązki dla wszystkich dużych przedsiębiorstw i wszystkich przedsiębiorstw notowanych na rynkach regulowanych. To oznacza, że niemal 50 tys. przedsiębiorstw w całej Unii będzie musiało przestrzegać szczegółowych standardów sprawozdawczości w zakresie zrównoważonego rozwoju. Przepisy dotyczą też notowanych małych i średnich przedsiębiorstw (MŚP) z uwzględnieniem ich specyfiki. Przez okres przejściowy mogą one skorzystać z odstępstwa: będą zwolnione ze stosowania dyrektywy do 2028 r. Zmieniona dyrektywa wprowadza także szczegółowe wymogi sprawozdawczości, a ponadto zobowiązuje przedsiębiorstwa do publikowania informacji o kwestiach zrównoważonego rozwoju. Wprowadza też wymóg certyfikowania tych informacji i ich dobrej dostępności. Muszą być one publikowane w specjalnej sekcji sprawozdań z zarządzania. Sprawozdania te muszą być atestowane przez biegłego rewidenta lub niezależnego akredytowanego certyfikatora. Przepisy będą wchodzić w życie stopniowo, począwszy od 2024 roku.

Działalność informacyjna sektora usług finansowych w zakresie zrównoważonego rozwoju jest uregulowana **rozporządzeniem SFDR**, które obowiązuje od 10 marca 2021 roku. Nakłada ono obowiązki m.in. na banki, zakłady ubezpieczeń, firmy inwestycyjne, podmioty oferujące produkty emerytalne i instytucje kredytowe, które świadczą usługi zarządzania portfelem. Rozporządzenie określa konieczność zwiększenia przejrzystości w zakresie strategii dotyczących wprowadzania do działalności ryzyk dla zrównoważonego rozwoju w procesie podejmowania decyzji inwestycyjnych, a także ujawniania informacji na temat wpływu decyzji inwestycyjnych na czynniki zrównoważonego rozwoju. Ponadto informacje muszą dotyczyć wpływu prowadzonej polityki wynagrodzeń na ryzyka dla zrównoważonego rozwoju. Rozporządzenie SFDR określa także obowiązki dotyczące przekazywania informacji o ryzykach dla zrównoważonego rozwoju wobec klientów w trakcie podpisywania umów przez podmioty z sektora usług finansowych. W przypadku wzmacniania przejrzystości w zakresie zrównoważonych inwestycji w informacjach ujawnianych przed zawarciem umowy, gdy produkt finansowy ma na celu zmniejszenie emisji CO₂, informacje które mają być ujawnione, powinny odnosić się do realizacji celu zmniejszania emisji z myślą o osiągnięciu celów porozumienia paryskiego.

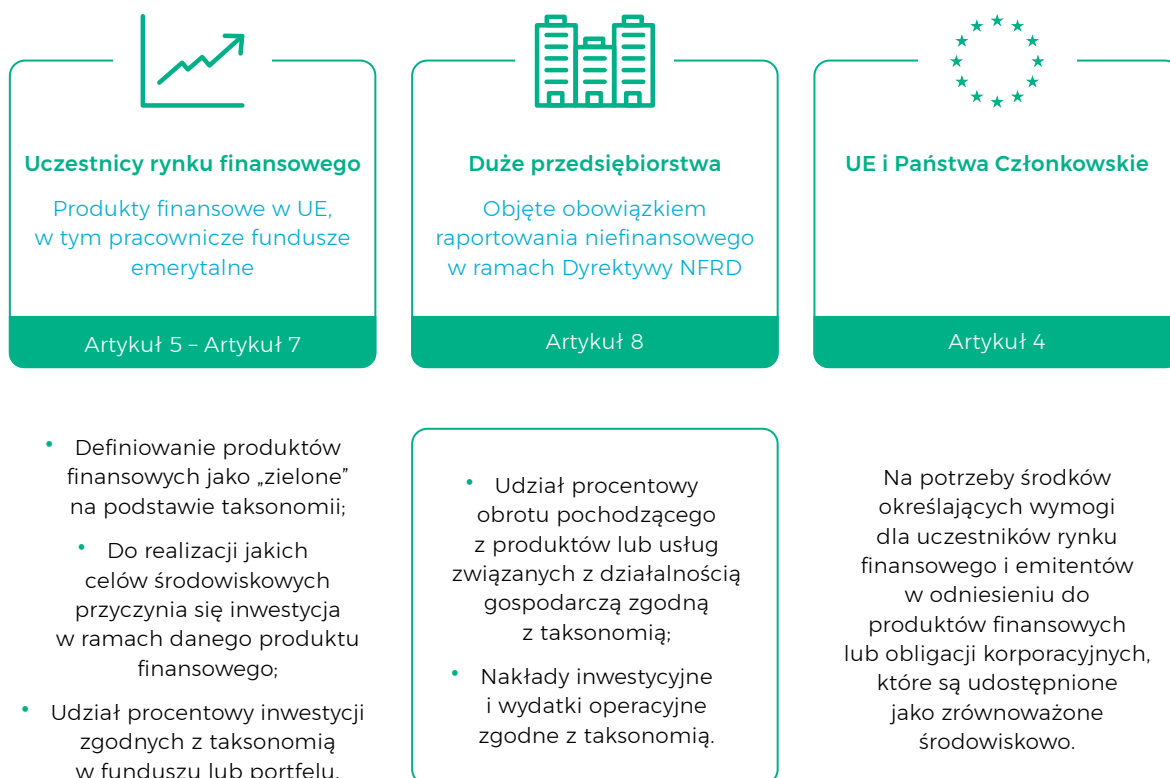
Taksonomia Zrównoważonego Finansowania

Unijna taksonomia staje się systemem klasyfikacji pozwalającym wskazać, które działalności gospodarcze i które przedsiębiorstwa działają w sposób zrównoważony środowiskowo. Jej stosowanie jest obowiązkowe począwszy od 2022 roku i prawdopodobnie będzie miała ona najbardziej doniosłe, długofalowe skutki spośród wyżej wspomnianych

inicjatyw. Jest skierowana do instytucji UE, państw członkowskich oraz poszczególnych uczestników rynków finansowych, w tym przedsiębiorstw będących klientami podmiotów finansowych, m.in. banków.

Rozporządzenie ustanawiające taksonomię nakłada na przedsiębiorstwa podlegające dyrektywie w sprawie sprawozdawczości niefinansowej (NFRD) obowiązek ujawniania informacji na temat tego, w jaki sposób i w jakim stopniu ich działalność jest powiązana ze zrównoważoną działalnością gospodarczą zgodnie z technicznymi kryteriami kwalifikacji. Takie przedsiębiorstwa muszą ujawniać m.in. procentowy udział swoich obrotów, nakładów inwestycyjnych oraz wydatków operacyjnych, w stosunku do działalności, które są opisane w taksonomii. Ocenie według technicznych kryteriów podlegają działania gospodarcze. Jeśli będą one spełnione to przedsiębiorstwo będzie mogło uznać za zgodne z taksonomią zarówno obroty z tytułu tej działalności, jak i wszelkie nakłady inwestycyjne – w tym szczególne wydatki operacyjne – związane z rozszerzeniem tej działalności i utrzymaniem jej zgodności z kryteriami taksonomii. Obroty mogą być uwzględniane jako „zielone” dopiero po zakończeniu inwestycji. Przedsiębiorstwa, których działalność nie jest objęta kryteriami technicznymi, mogą również uznawać za zgodne z taksonomią takie wydatki, które ponoszą na inwestycje w działalności objęte taksonomią – na przykład instalując odnawialne źródła energii czy podnosząc efektywność energetyczną systemów ogrzewania.

Rysunek 2: Obowiązki nakładane przez taksonomię



Źródło: Opracowanie własne na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088.



Szczegółowe wykazy i opisy działalności gospodarczych w ramach taksonomii określają kryteria w obszarze sześciu celów:

1. łagodzenia zmian klimatu,
2. adaptacji do zmian klimatu,
3. zrównoważonego wykorzystywania i ochrony zasobów wodnych i morskich,
4. gospodarki o obiegu zamkniętym, zapobieganiu powstawania odpadów i recykling,
5. zapobieganiu zanieczyszczeniu i jego kontrola,
6. ochrony i odbudowy bioróżnorodności i ekosystemów.

Taksonomia wyznacza nie tylko sposób finansowania inwestycji sektora prywatnego, ale także funkcjonowania unijnych funduszy. Techniczne kryteria pozwalające pozytywnie bądź negatywnie ocenić wpływ większości z działalności gospodarczych na zmiany klimatu opisane są w szczegółowych aktach delegowanych przyjętych przez Komisję Europejską. Bardzo precyzyjnie określają m.in. poziomy konkretnych emisji CO₂ na jednostkę produktu. Celem tego działania jest konkretne zdefiniowanie kryteriów „zieloności” działalności i inwestycji. W obszarach dotyczących zużycia energii przez firmy, na przykład energii elektrycznej do bieżącej działalności, do zasilania procesów przemysłowych, do transportu czy ogrzewania najbardziej promowane przez taksonomię są zmiany polegające na przechodzeniu m.in. poprzez elektryfikację na energię z OZE oraz wdrażanie technologii pozwalających zmniejszać zużycie energii.

Rola umów cPPA w rozwoju OZE i transformacji energetycznej

Rozwój OZE i transformacja energetyczna jest obecnie powszechnym procesem mającym zasięg globalny. Według najnowszej prognozy International Energy Agency (IEA) opublikowanej w październiku 2022 r. pt. *Renewables 2022 Analysis and Forecast to 2027*⁵, w latach 2022-2027 globalna moc energii odnawialnej wzrośnie o prawie 2 400 GW, tj. prawie 75%. 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.

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

Dla określenia, czy dana technologia wytwarzania energii osiągnęła próg *grid parity* używa się wskaźnika LCOE⁶, który jest miernikiem porównującym alternatywne metody wytwarzania energii. Termin LCOE oznacza zdyskontowane łączne koszty wybudowania instalacji wytwarzającej energię, koszty operowania tą instalacją oraz koszty paliwa (ponoszone przez cały okres zakładanej żywotności technicznej) w przeliczeniu na 1 MWh całkowitej ilości wyprodukowanej energii.

Na wykresie 3, który został zaczerpnięty z najnowszego raportu międzynarodowej agencji IRENA⁷, widzimy porównanie trzech technologii OZE w latach 2010-2021: fotowoltaiki (PV), wiatru na lądzie i wiatru na morzu. Wykres ten pokazuje również, jak plasuje się wielkość LCOE dla technologii OZE w stosunku do wielkości LCOE dla technologii spalania paliw kopalnych. Energetyka wiatrowa na lądzie osiągnęła trwały poziom *grid parity* już przeszło pięć lat temu, a fotowoltaika w ostatnich dwóch latach.

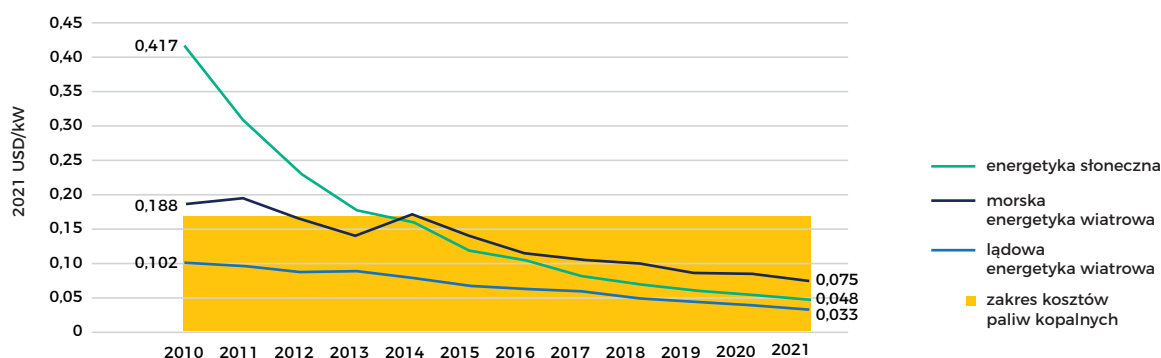
5 [Renewables 2022 Analysis and Forecast to 2027](#), IEA, 2022, (ostatni dostęp 31.01.2023 r.)

6 LCOE - *Levelised cost of electricity*; uśredniony koszt produkcji energii elektrycznej;

7 [Renewable Power Generation Costs in 2021](#); (ostatni dostęp 03.03.2023)

Wykres 3.

Porównanie wskaźników LCOE dla technologii OZE.



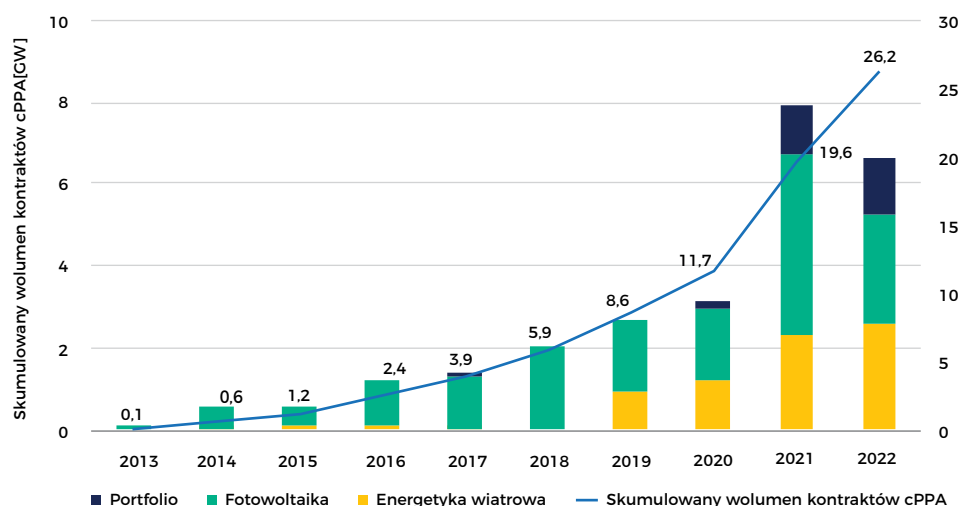
Źródło: Renewable Power Generation Costs in 2021, IRENA, s. 2.

Prognozy odnośnie poziomu LCOE (dla technologii OZE oraz konwencjonalnych) oraz kosztu paliw i uprawnień do emisji CO₂, jednoznacznie wskazują na to, że źródła OZE są i będą w przyszłości najtańszym dostępnym źródłem energii⁸.

Obecny trend rynkowy już wskazuje na dynamiczny przyrost wolumenu energii odnawialnej zakontraktowanego w ramach umów cPPA. Według danych publikowanych na platformie RE-Source⁹, w Europie w ramach tych umów zakontraktowano nieco ponad 26 GW mocy, z czego Polska ma obecnie zakontraktowanych około 0,8 GW.

Wykres 4.

Umowy cPPA zawarte w Europie w podziale na źródła wytwarzania



Źródło: Opracowanie własne.

8 World Energy Outlook, EIA, 2022, (ostatni dostęp 03.03.2023 r.)

9 RE-Source, European platform for corporate renewable energy sourcing, (ostatni dostęp 03.03.2023 r.)



Europejski Bank Inwestycyjny (EBI) i Komisja Europejska (KE) szacują, że do 2030 roku umowy PPA 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. Także 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. Można się też spodziewać kontynuacji kierunku na wzmocnienie cPPA w ramach zapowiedzianej na bieżący rok reformy rynku energii elektrycznej.

Charakterystyka umów cPPA

Modele umów cPPA

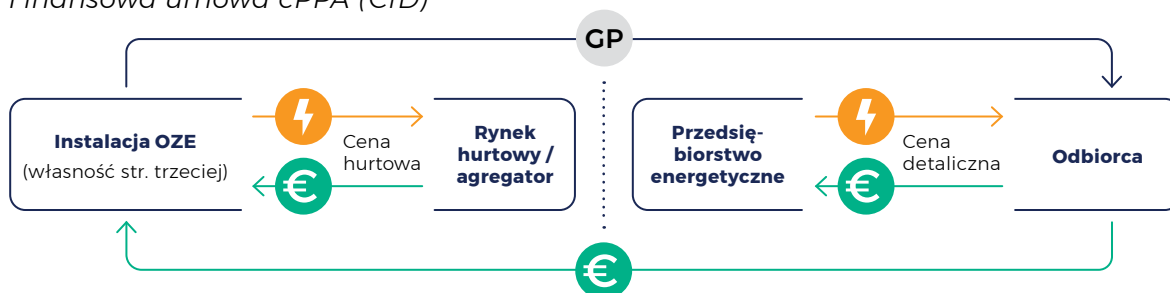
Umowy cPPA to dość pojemne określenie i mieszczą się w nim takie pojęcia, jak umowa z fizyczną dostawą, umowa finansowa zwana także kontraktem różnicowym (ang. *Contract for Difference* – CfD), bezpośrednia sprzedaż energii do odbiorcy za pomocą linii bezpośredniej, czy wreszcie zyskujące ostatnio na znaczeniu umowy typu *OZE as a service*. Istnieje również wiele innych typów kontraktów cPPA, które jednak w głównej mierze są pochodną od tych wyżej wspomnianych i różnią się od nich jedynie detalami. Jednak w tym miejscu nie ma potrzeby wymieniania ich wszystkich, dlatego też omówione zostaną wyłącznie te wskazane powyżej.

Cechą wspólną wszystkich wyżej wymienionych rodzajów umów jest to, że dochodzi w nich do zawarcia umowy pomiędzy wytwórcą energii z OZE, a odbiorcą oraz zawsze dochodzi do przekazania gwarancji pochodzenia pomiędzy stronami. Główną różnicą jest fakt, że nie przy każdym kontrakcie dochodzi do fizycznego przekazania energii – przekazanie to może być wirtualne. Niemniej jednak, z punktu widzenia taksonomii, skutek jednego i drugiego kontraktu jest taki sam. Należy również podkreślić, że biorąc pod uwagę polskie prawo nie każdy kontrakt jest możliwy do zrealizowania, a we wszystkich przypadkach przed podpisaniem kontraktu należy przeprowadzić szczegółową analizę finansową i podatkową. Poniżej przykłady najczęściej zawieranych modeli umów cPPA.

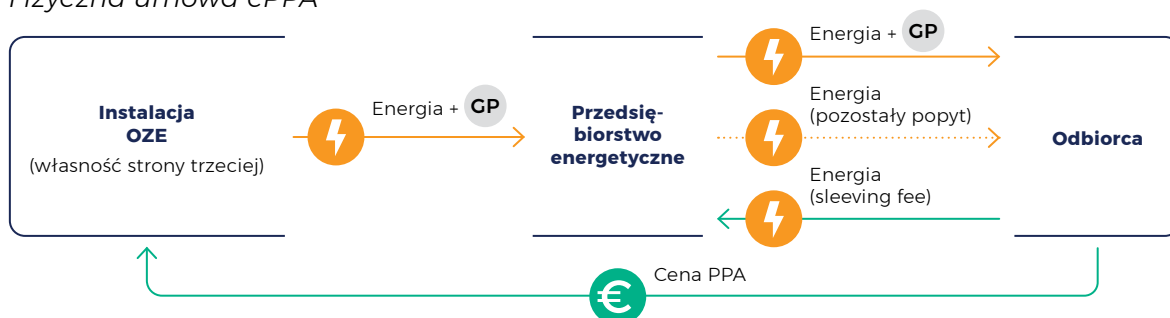
Rysunek 3.

Modele funkcjonowania umów cPPA.

Finansowa umowa cPPA (CfD)



Fizyczna umowa cPPA



Źródło: Przewodnik po cPPAs. Możliwości kontraktowania dostaw zielonej energii dla przedsiębiorstw¹⁰.

¹⁰ ostatni dostęp 13.03.2023

Najbardziej popularnym typem zawieranych umów w Polsce są umowy cPPA finansowe (wirtualne) oraz z fizyczną dostawą. Poniższa tabela przedstawia charakterystykę tych umów oraz kluczowe różnice pomiędzy nimi.

Tabela 1.

Porównanie modeli cPPA z dostawą fizyczną oraz cPPA finansowego.

	cPPA z dostawą fizyczną	cPPA finansowy
Wytwórca energii	Tak/Nie	Tak
Odbiorca energii	Tak	Tak
Spółka obrotu/Sprzedawca energii	Tak/Nie	Nie
Sprzedaż energii	Tak	Nie
Cwarancje pochodzenia	Tak	Tak
Umowa sprzedaży energii brakujących wolumenów	Tak/Nie	Tak
Opłata za bilansowanie handlowe (sleeving fee)	Tak/Nie	Nie
Konieczność dokupienia brakującego wolumenu	Tak	Nie
Rozliczenie finansowe z wytwórcą	Tak/Nie	Tak
Forma odbioru energii pay as produce/pay as consumed	Tak	Tak
Kalkulacja ceny w oparciu o giełdę	Tak/Nie	Tak
Ryzyko wolumenu produkcji/odbioru	Tak	Tak
Ryzyko stabilności finansowej kontraktu	Tak	Tak

Źródło: Opracowanie Business Energy Solutions.

Z powyższej tabeli wynika, że oba kontrakty są bardzo zbliżone do siebie, chociaż występują różnice, które de facto w dużej mierze zależą od tego, z jakiej wielkości odbiorcą mamy do czynienia. Im odbiorca jest większy, tym łatwiej może kształtować warunki umowy, a zatem i opisane wyżej elementy.

Reasumując, kwestia wyboru rodzaju kontraktu zależy od szeregu czynników, w tym przede wszystkim od tego, czy odbiorca ma swoje preferencje lub czy musi dobrać do fizycznej dostawy energii, czy też nie, albo tego, czy odbiorca lub wytwórca zainteresowani są raportowaniem kontraktów finansowych – nie każdy podmiot jest gotowy na prowadzenie takiej sprawozdawczości finansowej. Dodatkowo o wyborze rodzaju kontraktu będzie decydować wolumen energii, jaki odbiorca jest w stanie zużyć, a zatem jaki jest w stanie zakontraktować. Dlatego przed podjęciem decyzji o rodzaju kontraktu ważne jest dokładne zbadanie profilu zapotrzebowania przez odbiorcę

na energię elektryczną i odniesienie go do profilu wytwórczego (przy uwzględnieniu rodzaju źródła). Profile wytwórcze i odbiorcze w jak największym stopniu powinny się pokrywać tak, aby jak najmniejszy wolumen energii był oddawany do sieci, chociaż i to zależy od strategii odbiorcy. Należy zaznaczyć że opieranie się na dostawach energii z niestabilnego źródła OZE wymaga zaawansowanego podejścia do kwestii prognozowania i zarządzania pozycją kontraktową (możliwe, że wraz z ewolucją rynku pojawi się konieczność prowadzenia takich działań w trybie ciągłym). Oznacza to, że w niektórych formułach PPA konieczne będzie zapewnienie odpowiednich kompetencji w ramach przedsiębiorstwa lub zlecenie takiej usługi firmie zewnętrznej. Podejście to ma szczególne znaczenie w przypadku kontraktu fizycznego zawartego w formule *pay as produce* (najbardziej popularna formuła w Polsce), gdzie odbiorca ma umowę z wytwórcą na sprzedaż energii. Wówczas, z uwagi na ograniczenia prawne w Polsce związane z brakiem możliwości sprzedaży energii bez koncesji oraz obowiązkiem posiadania jednego sprzedawcy na jeden punkt poboru energii, odbiorca, aby odsprzedać nadmiarowe ilości energii musi podpisać umowę ze sprzedawcą, który albo rozliczy kontrakt w całości albo w inny sposób rozliczy te nadmiarowe ilości zakontraktowanej energii. Należy pamiętać, że pomimo różnic pomiędzy tymi kontraktami sumaryczny efekt ich zastosowania jest podobny, co oznacza, że odbiorca i wytwórca otrzymują gwarancję ceny na zamówiony wolumen energii oraz otrzymują energię zieloną. Wynika z tego, że z punktu widzenia osiągnięcia celu, zastosowanie odpowiedniego typu kontaktu ma znaczenie wtórne i w dużej mierze zależy od indywidualnych preferencji stron.

Negocjacja treści umowy cPPA jest jednym z ostatnich, ale również najważniejszych elementów całego procesu negocjacyjnego. Po tym, jak strony dojdą do porozumienia w zakresie: typu kontraktu (wirtualny/fizyczny), jego modelu (*Pay as produced*, *base-load*), wyboru odpowiedniej technologii (fotowoltaika, wiatr, miks technologiczny), wielkości produkcji (która będzie zakontraktowana), formuły cenowej, okresu trwania kontraktu, alokacji ryzyk, to przychodzi czas na przygotowanie wzoru umowy. Można skorzystać z dostępnych wzorców umowy stworzonych przez różne organizacje, na przykład European Federation of Energy Traders (EFET), Bank Światowy. Korzystając z takich wzorców należy jednak pamiętać, że często nie są one w pełni przystosowane do charakterystyki danego rynku, stąd ich wykorzystanie wymaga bardzo często odpowiedniej adaptacji przez wykwalifikowanego prawnika. W praktyce jednak to wytwórcy energii bardzo często dysponują przygotowanymi wzorami takich umów. Tym samym odbiorcom pozostaje odpowiednie zabezpieczenie istotnych dla nich kwestii.

Typ kontraktu i przedmiot umowy

Określenie typu kontraktu (z fizyczną dostawą/finansowy) oraz jego przedmiotu (energia elektryczna, pozostałe produkty) i sposobu realizacji stanowią fundament umowy cPPA. Odbiorca powinien zwrócić szczególną uwagę na te postanowienia, w szczególności, aby precyzyjnie oddawały ustalenia biznesowe stron. Warto zadbać również o możliwe szczegółowe określenie obowiązków wytwórcy w stosunku do pozostałych produktów – np. gwarancji pochodzenia, by pomiędzy stronami nie dochodziło do nieporozumień związanych z ich dostarczeniem, ilością, ceną.

Przykładowe postanowienie:

Przedmiotem Umowy jest sprzedaż:

- 1. Energii Elektrycznej na potrzeby własne Kupującego;*
- 2. Gwarancji Pochodzenia w liczbie odpowiadającej ilości Energii Elektrycznej sprzedanej na podstawie Umowy;*
- 3. Świadczenia Bilansowania Handlowego dla Punktów Dostawy w Okresie Trwania;*

na warunkach określonych w Umowie.

Okres obowiązywania umowy

W związku z faktem, że umowa typu cPPA z założenia jest zobowiązaniem długoterminowym, to jedną z podstawowych kwestii wymagających precyzyjnego określenia w umowie są terminy, m.in.: okres obowiązywania umowy, moment rozpoczęcia sprzedaży energii oraz gwarancji pochodzenia, możliwości wcześniejszego zakończenia umowy (wypowiedzenie/odstąpienie). W tym zakresie odbiorca powinien zadbać o precyzyjne określenie momentu rozpoczęcia sprzedaży (albo poprzez wskazanie konkretnej daty, albo określenie warunków jakie winny zostać spełnione do określonego terminu) oraz konsekwencji jego niedotrzymania (kara umowna, możliwość wcześniejszego rozwiązania umowy, możliwość ograniczenia wolumenu).

Przykładowe postanowienie:

„Z zastrzeżeniem § 3. 2 poniżej, niniejsza Umowa wchodzi w życie z chwilą jej podpisania, pod warunkiem zrzeczenia się lub spełnienia wszystkich Warunków Zawieszających i o ile nie zostanie rozwiązana wcześniej zgodnie z jej warunkami, będzie obowiązywała przez okres [...] lat/ do dnia [...].”

Postanowienia finansowe

Do najważniejszych kwestii poza wolumenem należą postanowienia dotyczące rozliczeń pomiędzy stronami. Zaczynając od precyzyjnego określenia ceny oraz jej formuły (cena stała, cena stała indeksowana, cena w odniesieniu do rynku, cena z korytarzem, cena z ograniczeniem dolnym – „flor” lub górnym – „cap”, cena ze stopniową eskalacją), poprzez określenie częstotliwości fakturowania, danych jakie powinna zawierać faktura oraz określenia, na której stronie będzie ciążył obowiązek dostarczania danych, aż do określenia szczegółów dotyczących sposobu obliczania ilości zakupionej energii elektrycznej. Jeśli chodzi o okres rozliczeniowy, to standardem jest rozliczanie w okresach miesięcznych. Odbiorca powinien zadbać o przyjazną dla siebie strukturę danych na fakturze (i załącznikach do niej)

oraz zabezpieczenie odpowiedniego czasu na weryfikację przygotowanego przez wytwórcę rozliczenia, a w przypadku zidentyfikowania błędów, by czas na zapłatę zakwestionowanej części liczony był od dnia przesłania prawidłowo wystawionej faktury. Pomocne w przypadku rozbieżności w kwestii danych o wielkości dostarczonej energii, może być odniesienie się do danych udostępnianych kupującemu przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD).

Należy tu również wspomnieć o zabezpieczeniach, które zwyczajowo musi złożyć odbiorca w celu zabezpieczenia swojego obowiązku zapłaty za energię (gwarancje bankowe, ubezpieczeniowe, korporacyjne itp.), jak również wytwórca w celu zabezpieczenia obowiązku wybudowania źródła i dostaw energii. Odbiorca powinien zadbać, by gwarancje złożone przez Wytwórcę były wystawione przez podmiot posiadający odpowiedni rating kredytowy (najlepiej krajowy lub europejski bank lub firmę ubezpieczeniową), a także by były bezwarunkowe oraz płatne na pierwsze żądanie.

Ryzyka umowne i odpowiedzialność

Umowa cPPA, jak każda inna długoterminowa umowa dostawy wiąże się z szeregiem ryzyk, które zmieniają się w zależności od etapu jej realizacji. Tego typu kontrakty często zawierane są w stosunku do źródeł, które są jeszcze na etapie realizacji inwestycji (*developmentu*) lub początkowym etapie budowy. Takie rozwiązanie często pozwala uzyskać odbiorcy korzystniejsze warunki finansowe, zaś wytwórcy finansowanie na budowę. Jednak odbiorcy powinni pamiętać, że w umowie należy w odpowiedni sposób zabezpieczyć ryzyka związane z etapem *developmentu*, budowy i rozruchów, a także ryzyka, które pojawią się na etapie eksploatacji. Jednym z podstawowych ryzyk na etapie budowy jest ryzyko opóźnienia w osiągnięciu zdolności komercyjnej eksploatacji. Zabezpieczeniem tego ryzyka poza możliwością rozwiązania umowy może być obowiązek po stronie wytwórcy dostarczenia energii do odbiorcy w ilości i po cenie określonej w umowie cPPA (oraz pozostałych produktów) z innego źródła.

Osiągnięcie zdolności komercyjnej eksploatacji związane jest ze spełnieniem określonych warunków (uzyskania pozwolenia na użytkowania instalacji wytwórczej, koncesji na wytwarzanie itp.) i pozwala na rozpoczęcie sprzedaży energii. Odbiorca powinien zwrócić uwagę, aby to na sprzedawcę przenieść obowiązek i ryzyko przeprowadzenia procedury zmiany sprzedawcy u OSD i udzielić mu w tym celu stosownych pełnomocnictw.

Przechodząc do ryzyk związanych z fazą eksploatacyjną instalacji wytwórczej, poza tymi oczywistymi (awarie, produktywność, dostępność), obie strony powinny uzgodnić postanowienia związane z ograniczeniami w produkcji na polecenie operatora sieci dystrybucyjnej lub operatora sieci przesyłowej (OSD/OSP), jak również ograniczeniami po stronie odbiorczej na polecenie OSD/OSP, by takie sytuacje nie stanowiły naruszenia umowy po jednej lub drugiej stronie.

W kwestii odpowiedzialności należy odpowiednio wyważyć interesy stron, wielkość zabezpieczeń oraz dostosować je do ryzyk i rozmiaru szkody, jaka może zostać poniesiona. W szczególności istotne w tym zakresie będą postanowienia dotyczące:

1. odpowiedzialności za brak dostawy/odbioru energii elektrycznej (kara umowna, możliwość rozwiązania umowy);
2. mechanizmu kalkulacji odszkodowania za rozwiązanie umowy przed terminem (pomocnym będzie przyjęcie wzoru do obliczenia wysokości odszkodowania jako np. iloczynu energii, jaka nie została dostarczona w stosunku do zakontraktowanej ilości energii oraz różnicy pomiędzy ceną energii w PPA a np. średnią produktów terminowych [produkt Base_Y] dla kolejnych lat);
3. limitów odpowiedzialności, czyli określenie granic odpowiedzialności.

Zasadnym jest również precyzyjne określenie przypadków, w których strona, pomimo ich wystąpienia, nie będzie odpowiedzialna za naruszenie umowy. Do klasycznych tego typu postanowień należą:

1. klauzula siły wyższej – prawidłowe sformułowanie tej klauzuli jest szczególnie istotne w ostatnim czasie, gdzie doświadczyliśmy szeregu dawno nie widzianych zjawisk (pandemia, ograniczenia w przemieszczaniu się, obowiązek zamknięcia/ograniczenia działalności, wojna);
2. działania na polecenie OSD/OSP.

Ponadto bardzo ważną kwestią przy podpisywaniu umowy są kwestie wypracowania sposobu kalkulacji ceny energii. Kontrakty zawierane są w perspektywie wieloletniej dlatego właściwe ułożenie struktury cenowej jest kluczowe dla trwałości kontraktu.

Ze względu na fakt, że kontrakty cPPA zawierane są na różne okresy czasowe, od pięciu do nawet piętnastu lat, w trakcie analizy trudność sprawia przewidzenie ich dokładnej wartości w takiej perspektywie. W zamian za podjęty wysiłek oraz pewien zakres ryzyka kontraktowego, jak również zobowiązanie kilkuletnie, odbiorca może liczyć na premię cenową odjętą od benchmarku rynkowego. Sprawia to, że kontrakty cPPA nie tylko zapewniają stabilność budżetu kosztowego w zakresie zakupu energii elektrycznej, ale pozwalają również zakupić energię w atrakcyjnych cenach.

Z perspektywy wytwórcy głównym profitem płynącym z kontraktu cPPA jest stabilność przychodów. Dzięki temu inwestorzy mają możliwość przewidzenia stopy zwrotu z projektu i pozyskania dogodnych warunków finansowania u podmiotów zewnętrznych. Dlatego, im dłuższy kontrakt negocjujemy oraz im lepszą kondycją finansową przedsiębiorstwa możemy się wykazać, tym większy bonus będzie mógł zaoferować wytwórca (czyli niższą cenę kontraktową).

Aby ułatwić zrozumienie oraz kalkulację profilu produkcji źródeł OZE, Towarowa Giełda Energii S.A. (TGE) przygotowała osobny indeks prezentujący cenę energii z danego źródła wytwarzania w danym okresie. Pozwala to na weryfikację wstępnych założeń oraz ofert przedstawianych przez wytwórców. Dodatkowymi benchmarkami cenowymi, ułatwiającymi oszacowanie atrakcyjności pozyskanej oferty mogą być raporty prezentowane przez PexaPark, który analizuje rynkową sytuację cPPA w całej Europie.

Skoro mamy już obraz podstawowej koncepcji współpracy i tworzenia ceny w zakresie poszczególnych ryzyk musimy uwzględnić aspekt cenowy oraz charakter współpracy bezpośrednio z wytwórcą OZE.

Gdy przyjrzymy się ryzykom, które uwzględnia Sprzedawca Energii w swoich ofertach w kontekście współpracy długoterminowej, wykazują one dodatkowe, niezbędne do uwzględnienia kwestie.

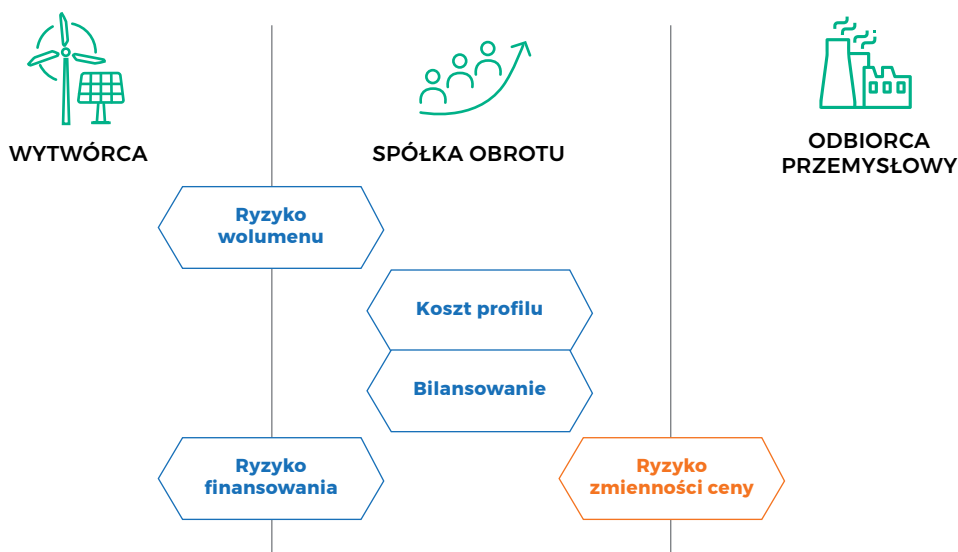
Do podstawowych parametrów należą:

1. Bilansowanie – w kontraktach cPPA każda ze stron ponosi koszt bilansowania we własnym zakresie. Spółki Obrotu nie są w stanie oszacować dokładnie tych kosztów w długim horyzoncie czasowym odpowiadającym długości kontraktu, więc należy liczyć się z ryzykiem wzrostu tego kosztu w kolejnych latach;
2. Koszt profilu – w kontrakcie standardowym ponosimy koszt i bierzemy pod uwagę jedynie profil naszej konsumpcji. W kontrakcie cPPA, w modelu *Pay as Produced*, musimy uwzględniać profil produkcji danego źródła OZE, które zakontraktowaliśmy. O ile profil konsumpcji jest zazwyczaj powtarzalny, tak prognozowanie i przewidzenie dokładnego profilu produkcji źródeł OZE w perspektywie długoterminowej, jest praktycznie niemożliwe. Niemniej jednak, profil możemy estymować i liczyć się z ewentualnymi odchyleniami od naszych założeń, w zależności od bieżącej sytuacji rynkowej i warunków pogodowych w danym roku. Należy jednak mieć świadomość, że zmiany udziału danego rodzaju źródła wytwarzania w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE) mają duży wpływ na ewentualny koszt profilu produkcji z OZE. Realna wartość będzie budowana w zależności od dobowej i sezonowej delty cenowej. Można ograniczyć koszty z tym związane poprzez dobór odpowiedniego mixsu rodzaju źródeł wytwórczych lub określenia poziomów gwarantowanego wolumenu produkcji (rocznego, kwartalnego lub nawet miesięcznego – wszystko zależy od ustaleń stron);
3. Płynność rynku i zmienność ceny – w zakresie zakupionego wolumenu ryzyko to jest zniwelowane. Dzięki uzgodnieniu przez obie strony zobowiązania do sprzedaży energii na określonych warunkach, uniezależniamy się od nerwowych sytuacji rynkowych. Ryzyko to pozostaje jedynie dla części wolumenu niepokrytego przez produkcję źródła OZE;
4. Wolumen konsumpcji energii – kontraktując wolumen produkcji ze źródła OZE musimy pamiętać, że może ono wyprodukować więcej lub mniej energii w danym roku, w zależności od warunków pogodowych. O ile źródła PV są bardziej przewidywalne w tym zakresie, o tyle elektrownie wiatrowe potrafią mieć odchylenia produkcji w danych latach;
5. Ryzyko stabilności finansowej (bankowalność kontraktu) – podpisany kontrakt cPPA ma za zadanie umożliwić inwestorowi pozyskanie finansowania swojej inwestycji oraz uzyskanie stabilnej stopy zwrotu z projektu. Z perspektywy odbiorcy ma zapewnić

stabilność budżetu poprzez zakup energii w stałej cenie na okres wielu lat. Obu stronom zależy na wykonalności i zabezpieczeniu umowy, dlatego istotne jest, aby odbiorca posiadał stabilną sytuację finansową oraz możliwość właściwego zabezpieczenia kontraktu np. poprzez gwarancje bankowe. W przypadku kontraktów różnicowych, gdzie płatność odbywa się z obu stron. Ewentualne gwarancje pozwolą również uniknąć ryzyka utraty płynności finansowej ze strony wytwórcy.

Rysunek 3.

Ryzyka występujące w umowach cPPA.

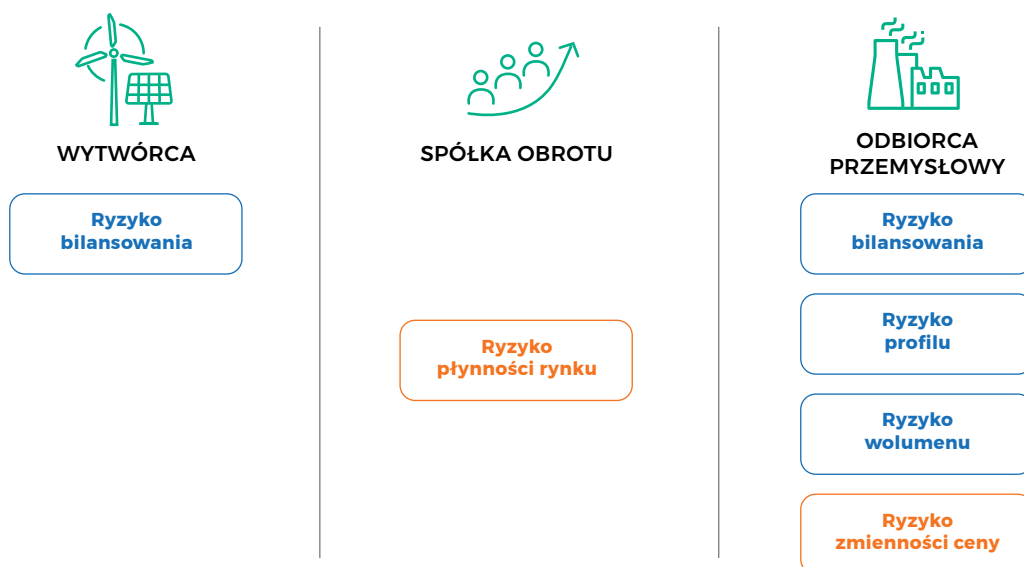


Źródło: Opracowanie własne.

Kształt oferty cenowej oraz ponoszone ryzyka przez poszczególne strony kontraktu będą zależać od konstrukcji modelu rozliczeniowego za wyprodukowaną energię.

Ze względu na wymogi stron finansujących oraz oczekiwania inwestorów, najczęściej spotykanym modelem w przedstawianych ofertach przez wytwórców jest model *Pay as Produced*.

Rysunek 4.
Alokacja ryzyk dla modelu Pay as Produced.



Źródło: Opracowanie własne.

W modelu, gdzie płacimy wytwórcy stałą cenę za jego produkcję, godzimy się na przejęcie większości odpowiedzialności kontraktowej. Niezależnie od formuły kontraktu (fizyczna lub wirtualna), ryzyko płynności rynku oraz zmienności ceny będą praktycznie zniwelowane. Model ten odwdzięcza się niską ceną ofertową. Odpowiednio dobrany do naszego zapotrzebowania może stanowić trzon naszej transformacji energetycznej.

To, co budzi wiele wątpliwości, to koszt profilu wytwarzania OZE oraz perspektywa jego kształtowania na przestrzeni kolejnych lat. Jest to trudne do przewidzenia jednak pamiętajmy, że kontrakt cPPA jest kontraktem długoterminowym i w takim aspekcie powinien być również rozpatrywany. W ujęciu długoterminowym średnia wartość profilu nie powinna znacząco odbiegać od przyjętych założeń i bieżących kalkulacji. Dodatkowo, ryzyko wzrostu tego kosztu możemy zmitygować poprzez dobór odpowiedniego miksu wolumenu z odnawialnych źródeł wytwórczych. Zapewni to stabilność wolumenu produkcji oraz profilu i pozwoli na komfortową realizację umowy bez ryzyka sezonowych odchyłeń charakterystycznych dla danego rodzaju źródeł OZE. Pamiętajmy, że ograniczenie kontraktu cPPA do części naszego zapotrzebowania (niepokrywanie 100% zapotrzebowania wolumenu rocznego) pozwala na uzyskanie wyższego współczynnika pokrycia wolumenu produkcji z OZE oraz konsumpcji większości zakontraktowanego wolumenu.

W zależności od skali naszego projektu wskazane jest właściwe zarządzanie strukturą/profilem zakupu energii z OZE oraz naszym zapotrzebowaniem. Przy dużych projektach, gdzie często wymagane jest połączenie różnych źródeł oraz różnych technologii wytwarzania, zarządzanie oraz bieżące prognozowanie produkcji i konsumpcji będzie niezbędne.

Oprócz wymienionych, głównych obszarów, cena sprzedaży energii ściśle powiązana jest również z okresem dostawy, na jaki godzą się związać ze sobą obie strony. Wytwórca musi pozyskać finansowanie na swoją inwestycję, więc zależy mu na relatywnie długiej współpracy, która umożliwi uzyskanie oczekiwanej stopy zwrotu w określonym czasie. Z tego względu, im dłuższy kontrakt, tym korzystniejsze warunki jest w stanie uzyskać strona kupująca. Najczęściej oczekiwanym okresem trwania kontraktu jest 10 lat, jednak można się spotkać zarówno z krótszymi jak i dłuższymi ofertami (od 5 do 15 lat). Oczywiście, kontrakty na okres 5 lat oferowane są w wyższych cenach, ponieważ nie gwarantują takiej stabilności, jak umowy wieloletnie.

Gdy po ustaleniu podstawowych kwestii, takich jak okres kontraktu, model rozliczeń oraz cena, strony znajdują się we wspólnym marginesie negocjacyjnym, to pozostają do uzgodnienia detale w zakresie:

- ewentualnych formuł waloryzacyjnych,
- odpowiedzialności za ryzyka systemowe,
- wolumenu produkcji/zakupu energii,
- limitów odpowiedzialności, przypadków zwolnienia, kar umownych,
- zabezpieczenia.

Najistotniejszym punktem z powyższych, budzącym wiele ożywionych dyskusji są zabezpieczenia kontraktu. Ich poziom określany jest w zależności od finansowej kondycji kupującego, posiadanego ratingu finansowego itd. Po weryfikacji finansowej, strony ustalają oczekiwany poziom zabezpieczenia, najczęściej w formie gwarancji bankowej lub gwarancji korporacyjnej udzielonej przez Spółkę Matkę (która np. może wykazać się bardzo dobrym ratingiem finansowym). W tym obszarze duże znaczenie ma również charakter kontraktu (fizyczny lub wirtualny). W przypadku kontraktu wirtualnego (finansowego) opartego na zasadzie rozliczenia różnicowego, odbiorca powinien oczekiwać wniesienia zabezpieczeń również od wytwórcy. Wynika to z faktu obustronnych płatności przy finansowej formule rozliczeń. Jeżeli współpracę opieramy na fizycznym zakupie energii, ryzyko stabilności finansowej ze strony wytwórcy jest w dużej mierze zniwelowane poprzez posiadane assety oraz brak płatności różnicowej z jego strony. Pamiętajmy, że po zawarciu takiego kontraktu odbiorca stanowi całą stronę przychodową dla wytwórcy. Realizacja umowy zabezpiecza udzielone finansowanie, więc często odpowiedniego poziomu zabezpieczeń wymagają również banki. Musimy zrozumieć perspektywę wytwórcy i uzgodnić dogodne warunki w tym zakresie.

Podsumowując, proces zakupu/sprzedaży energii na podstawie długoterminowego kontraktu cPPA wymaga zaangażowania, zrozumienia oraz partnerskiego podejścia obu stron. W celu zawarcia takiej umowy niezbędna jest otwarta i wyczerpująca dyskusja pomiędzy wytwórcą a odbiorcą, często przy asyście spółki obrotu, która będzie do celowo bilansowała obie strony umowy i zajmowała się odbiorem oraz dostawą energii.



Wszystkie z wymienionych obszarów wymagają dopasowania do indywidualnej sytuacji odbiorcy oraz wytwórcy. W zależności od postawionych celów oraz oczekiwań należy odpowiednio dobrać model współpracy wraz z pozostałymi parametrami.

Wysiłek włożony w negocjacje i prowadzenie szczegółowego procesu wynagradza obu stronom osiągnięcie swoich celów w perspektywie wieloletniej. Jako odbiorca, nie tylko mamy szansę na zakup energii w korzystniejszych cenach, ale realizujemy również bardzo istotną w ostatnich latach politykę środowiskową, ograniczając swój ślad węglowy.

W świetle ostatnich zawirowań rynkowych oraz znikomej płynności również w perspektywie rocznej, kontrakty długoterminowe ze wskazanym konkretnym źródłem wytwórczym na kolejne kilka lat zapewniają dostępność wolumenu oraz komfort prowadzenia biznesu. Spokojne działania w zakresie kosztów umożliwiają skupienie się na najważniejszych aspektach prowadzenia swojej działalności.

Przegląd barier regulacyjnych i rynkowych dla rozwoju OZE i umów cPPA w Polsce

Czynniki, które mogą stanowić barierę dla 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, popyt na umowy cPPA ze strony odbiorców, ogólny ekosystem inwestycyjny.**

Czynniki wpływające na podaż projektów OZE ze strony deweloperów

W Polsce najistotniejsze bariery wpływające na podaż projektów OZE ze strony deweloperów (co bezpośrednio wpływa na podaż projektów które mogą być oferowane w ramach umów cPPA) wynikają z niedostatecznego rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, wydłużonych i skomplikowanych procedur wydawania pozwoleń administracyjnych (tzw. permitting), obowiązywania restrykcyjnych przepisów zakazujących lokalizowania elektrowni wiatrowych na lądzie (tzw. zasada 10h).

Kilka ostatnich lat to prawdziwy boom w rozwoju odnawialnych źródeł energii, który dotyczył przede wszystkim źródeł fotowoltaicznych (głównie prosumenckich). 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 latach 2020-2021 najwięksi operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) wydali łącznie 5037 odmów wydania warunków przyłączenia o łącznej mocy ponad 20 GW.

Powyższe problemy oraz wyzwania związane z przyłączaniem nowych źródeł wytwórczych do sieci elektroenergetycznej oznaczają konieczność podjęcia działań zarówno na poziomie inwestycyjnym, jak również legislacyjnym. Poniżej zaprezentowane zostały możliwe do implementowania rozwiązania, które w znacznym stopniu pomogą w rozwiązywaniu zidentyfikowanych wyzwań.

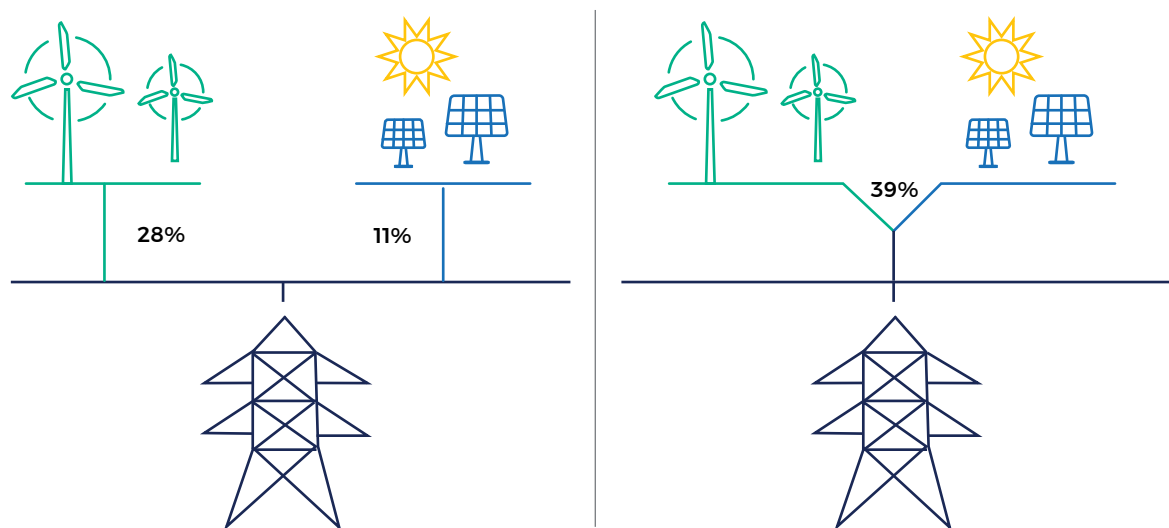
Cable pooling

Cable pooling jest to współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej przez różne podmioty, posiadające źródła wytwórcze o różnej charakterystyce wytwarzania energii, w szczególności przez źródła wiatrowe i fotowoltaiczne. Zastosowanie na szeroką skalę tego rozwiązania spowodowałoby nie tylko odblokowanie możliwości przyłączania kolejnych instalacji do sieci w miejscach, gdzie teoretycznie nie ma już dostępnych mocy przyłączeniowych, ale wywarłoby również korzystny wpływ na bilansowanie sieci elektroenergetycznych poprzez wygładzenie profilu produkcji w danym punkcie przyłączenia do sieci w różnych okresach. Tzw. cable pooling to stosunkowo proste

w implementacji, niewymagające nakładów finansowych rozwiązanie, które może być bardzo pomocne w zwiększaniu „chłonności” źródeł OZE przez system elektroenergetyczny.

Rysunek 5.

Wykorzystanie mocy poszczególnych źródeł mocy osobno oraz w ramach cable pooling



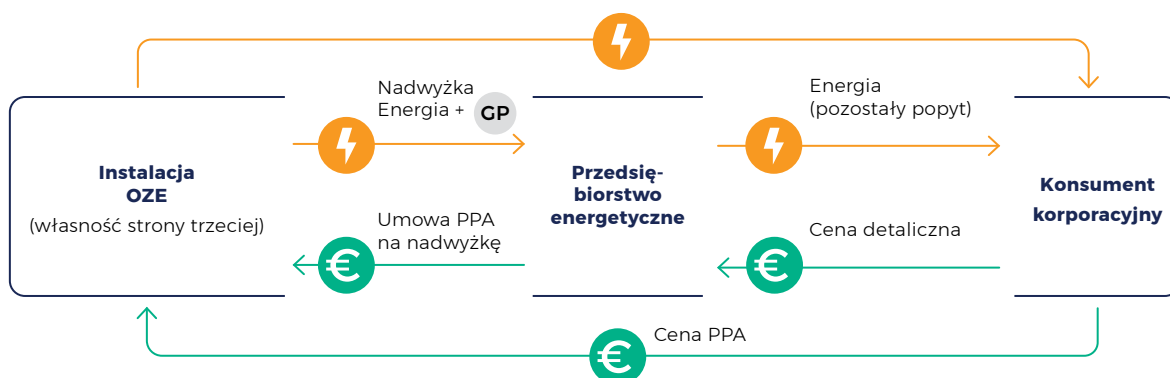
Źródło: Opracowanie własne.

Linia bezpośrednia

Zgodnie z definicją zawartą w ustawie Prawo energetyczne „linia bezpośrednia” oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą. Budowa linii bezpośredniej to rozwiązanie, które jest wysoce pożądane z uwagi na możliwość przyłączenia nowych źródeł OZE bez konieczności rozbudowy sieci elektroenergetycznej przez operatora systemu dystrybucyjnego. Niestety, obecnie przyjęte rozwiązania prawne w obszarze linii bezpośredniej w praktyce uniemożliwiają wykorzystanie tego rozwiązania do przyłączenia nowych źródeł OZE. Według interpretacji regulatora 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 zaspokajać ze źródeł znajdujących się bezpośrednio w sąsiedztwie zakładu.

Rysunek 6 .

Sposób przepływu energii i pieniędzy w modelu linii bezpośredniej



Źródło: Przewodnik po cPPAs. Możliwości kontraktowania dostaw zielonej energii dla przedsiębiorstw¹¹.

Propozycje, których wdrożenie umożliwi realne zastosowanie linii bezpośredniej:

- doprecyzowanie definicji linii bezpośredniej oraz ewentualnie wprowadzenie definicji wydzielonej jednostki wytwórczej,
- 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.

Rozwój sieci przesyłowych i współfinansowanie

Opisywane rozwiązania – cable pooling oraz zastosowanie linii bezpośredniej – pozwalają zwiększyć ilość przyłączanych źródeł OZE bez ponoszenia znaczących nakładów inwestycyjnych przez operatorów sieci dystrybucyjnych, czy przesyłowych. Warto jednakże zaznaczyć, że realizacja celów transformacji energetycznej wymaga znacznego zwiększenia nakładów właśnie na rozwój sieci. Prezes URE, w październiku 2021 r. zainaugurował prace Zespołu który wypracował tzw. „Kartę Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki”¹². W Karcie znalazło się wiele postulowanych przez branżę OZE elementów, w tym opisywane w niniejszym raporcie zagadnienia: 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. Zakładany w tym opracowaniu koszt modernizacji i rozbudowy sieci przesyłowych

¹¹ [Przewodnik po cPPAs. Możliwości kontraktowania dostaw zielonej energii dla przedsiębiorstw](#) (dostęp 31.01.2023 r.)

¹² [Rynek energii elektrycznej: historyczne porozumienie sektorowe regulatora i operatorów systemów dystrybucyjnych](#), (dostęp 31.01.2023 r.)

i dystrybucyjnych to około 130 mld zł do roku 2030. W związku z tym poszukiwane są m.in. alternatywne (pozataryfowe) sposoby finansowania rozbudowy sieci. Jednym z takich rozwiązań jest partycypowanie w tych kosztach przez inwestorów, którym odmówiono wydania warunków 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).

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. Tak zwana „zasada 10h” oznacza, że nie można budować nowych turbin wiatrowych w odległości mniejszej niż dziesięciokrotność wysokości elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego. Regulacja niemal całkowicie zablokowała możliwość budowy nowych lądowych farm wiatrowych – obecnie zaledwie 0,28% powierzchni Polski jest dostępne dla nowych inwestycji. Aktualnie trwa procedowanie nowelizacji ustawy, która ma złagodzić te wymagania, zmniejszając dozwoloną minimalną wymaganą odległość dla lokalizacji wiatraków od zabudowań. Proponowane rozwiązanie zakłada możliwość wybudowania instalacji w odległości nie mniejszej niż 500 metrów, jednakże pod warunkiem uzyskania zgody lokalnej społeczności.

Aby odblokować potencjał rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce 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 (z uwzględnieniem tzw. *repoweringu*, czyli wymiany turbiny wiatrowej na nową o lepszych parametrach technicznych takich, jak m.in. większa moc).

Permitting

Budowa odnawialnych źródeł energii to proces trudny i skomplikowany, wymagający pozyskania szeregu decyzji administracyjnych. Proces ten, w zależności od źródła, może obecnie trwać od kilku do nawet do kilkunastu lat (w skrajnych przypadkach). Dodatkowo może on zostać wydłużony przez:

- wymóg lokalizowania inwestycji w energetykę wiatrową na podstawie miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, których uchwalenie w polskich warunkach trwa 2-3 lata, takie plany w niektórych przypadkach muszą być skonsultowane z gminą sąsiadującą.
- według projektu zmiany ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym nawet stosunkowo małe źródła OZE (pow. 1 MW), w tym w szczególności fotowoltaika będą musiały być lokalizowane na podstawie miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego. Dotychczas przeważająca większość tego typu inwestycji lokalizowana była na podstawie decyzji o warunkach zabudowy.

Ponadto problemem jest brak koordynacji pozyskiwania wymaganych pozwoleń w różnych instytucjach. 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.

Rekomendacje:

- Pozostawienie możliwości lokalizacji instalacji fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej do około 25-50 MW 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.
- Koordynacja procesu pozyskiwania zezwoleń tak, aby pewne procesy mogły toczyć się równolegle. Docelowym, idealnym rozwiązaniem jest stworzenie punktu kompleksowej obsługi (tzw. *single point of contact*).

Limit cen

Kryzys energetyczny wywołany rosyjską agresją na Ukrainę spotkał się z szybką reakcją po stronie Unii Europejskiej, która wprowadziła szereg regulacji mających na celu ograniczenie wzrostu cen energii elektrycznej.

Szczególnie istotne są regulacje dotyczące ograniczenia przychodów z odnawialnych źródeł energii przez wytwórców energii elektrycznej. W przypadku krajowych regulacji zdecydowano się na zastosowanie tzw. ceny referencyjnej, co w przypadku technologii wiatrowej oznacza 295 zł/MWh, a w przypadku technologii fotowoltaicznej – 355 zł/MWh. Należy również dodać, że po licznych negatywnych głosach w tym obszarze, polski ustawodawca zdecydował o podniesieniu tych limitów o dodatkowe 50 zł/MWh. Przyjęte limity cenowe dla dominujących w polskim systemie elektroenergetycznym technologii OZE są zdecydowanie poniżej wyznaczonego na poziomie UE limitu 180 euro/MWh (około 850 zł/MWh), co może przełożyć się w przyszłości na ograniczenie inwestycji w OZE w Polsce.

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.

Czynniki wpływające na ogólny ekosystem inwestycyjny

Czynniki wpływające na ogólny ekosystem inwestycyjny w Polsce to przede wszystkim 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.

Transparentność i konkurencyjność rynku energii

Niezwykle istotnym elementem kształtującym warunki dla inwestycji o długim terminie zwrotu jest nie tylko stabilne otoczenie regulacyjne, ale także rynkowe. Istnienie transparentnego konkurencyjnego rynku w sposób naturalny obniża ryzyko, co pozytywnie wpływa także na koszty inwestycji (mitygowanie ryzyka jest zazwyczaj kosztownym procesem. W Polsce (i Europie ogólnie) obecne otoczenie rynkowe jest niestabilne, a istnienie transparentnego konkurencyjnego rynku stanęło pod znakiem zapytania. Główne czynniki mogące zaburzać funkcjonowanie rynkowych mechanizmów to:

- arbitralne wprowadzanie nierynkowych mechanizmów (np. opisanych już limitów cenowych);
- gwałtowny wzrost cen energii i ich wysoka zmienność;
- wzrost poziomu zabezpieczeń wymaganych przez Izbę Rozliczeniową Giełd Towarowych (IRGiT) oraz obniżenie się wolumenu obrotu na Towarowej Giełdzie Energii;

- całkowite zniesienie obowiązku obrotu energią elektryczną na giełdzie (tzw. obliga giełdowego), które weszło w życie w grudniu 2022 roku;
- postępująca centralizacja sektora paliwowo-energetycznego.

Rekomendowane jest tu podjęcie działań zmierzających do zapewnienia odpowiedniej transparentności rynku energii:

- Zapewnienie odpowiedniej płynności na regulowanych platformach obrotu poprzez **administracyjne wzmocnienie funkcji tzw. market makerów** (czyli animatorów obrotu) oraz wprowadzenie zobowiązania (lub zachęt) dla podmiotów obracających energią z OZE do bardziej aktywnego udziału w obrocie giełdowym (w szczególności tych, które otrzymują wsparcie w ramach pomocy publicznej);
- powstanie **dedykowanej platformy informacyjnej dla umów cPPA**, zwiększającej transparentność tego segmentu rynku (na tej platformie mógłby być publikowany **indeks cenowy dla umów cPPA**).

Hedging

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 zabezpieczenia długoterminowego, gwarantującego rentowność inwestycji.

Oferta produktowa dedykowana do zabezpieczania pozycji związanej z energią pochodzącą z OZE dopiero rozwija się na polskim rynku. Obejmuje ona nadal produkty standardowe – *BASE*, *Peak*, *Offpeak*¹³, 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. Rekomendowany jest tu dalszy, sukcesywny rozwój produktów zabezpieczających w odniesieniu do energii elektrycznej pochodzącej z OZE (na przykład na wzór giełdy iberyjskiej)¹⁴. 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, np. meteorologicznymi. Istotne jest w szczególności wsparcie rozwoju instrumentów o charakterze długoterminowym (forward, futures) o horyzoncie co najmniej 5-10 letnim.

¹³ 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.

¹⁴ [Power derivatives portfolio](#), OMIP, (dostęp 31.01.2023 r.)

Czynniki wpływające na popyt na umowy cPPA ze strony odbiorców końcowych

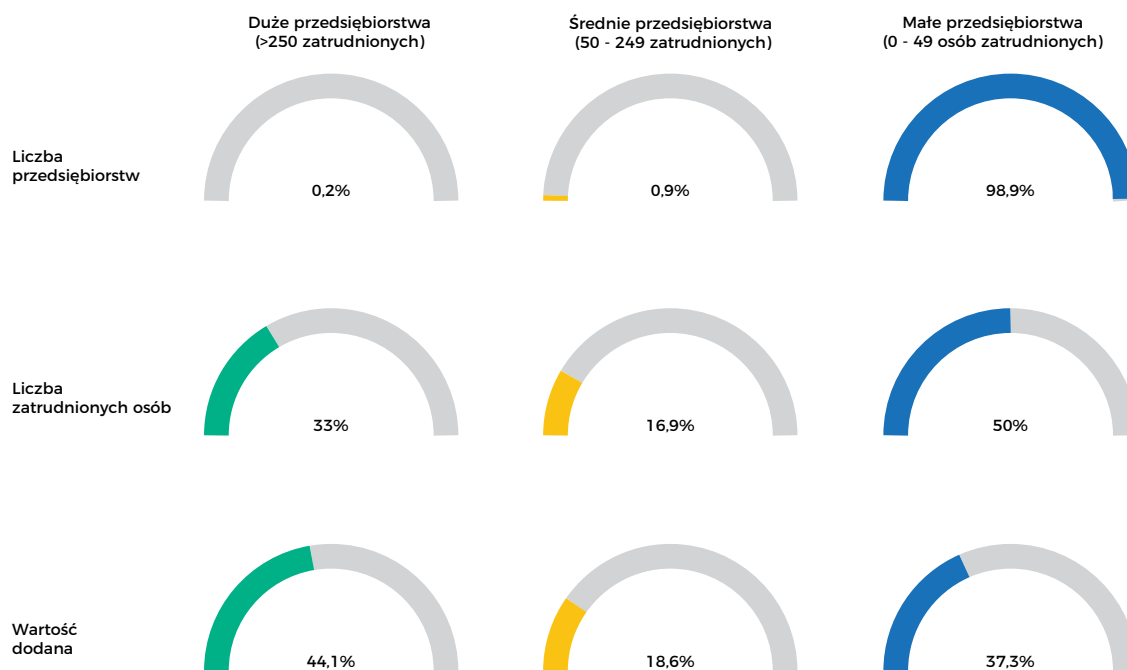
Czynniki wpływające na zapotrzebowanie na umowy cPPA ze strony odbiorców końcowych to przede wszystkim: zdolność podmiotów do zaciągania zobowiązań, wysokie wolumeny energii oferowane w ramach umów cPPA (bariera wejścia dla podmiotów o mniejszym zapotrzebowaniu na energię), złożoność i kosztowność procesu 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), a także duży odstęp czasowy pomiędzy momentem negocjowania umowy a rozpoczęciem faktycznych dostaw energii.

Standaryzacja umów cPPA

Kontrakty PPA 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 – możliwość wykreowania rozwiązań „szytych na miarę” odpowiadających zarówno odbiorcy i wytwórcy – jest równocześnie barierą wejścia dla mniej wyrafinowanych graczy. Klasyczne umowy cPPA są odpowiednie dla dużych przedsiębiorstw, szczególnie przemysłowych i energochłonnych. Tymczasem większość podmiotów zarejestrowanych w UE to małe i średnie przedsiębiorstwa.

Wykres 5.

Struktura przedsiębiorstw w UE.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostat.

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 Federation of Energy Traders (EFET)¹⁵ przygotowany w kilku wersjach językowych, w tym również w języku polskim. Prowadzone są dalsze 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 (DNA), 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.

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 na ryzyko odbiorców, 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.

Agregowanie popytu

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. Ogranicza to zarówno ilość potencjalnych przedsiębiorstw będących w stanie zawrzeć umowę cPPA. Ułatwienie zawierania zagregowanych umów cPPA pozwoliłoby na aktywne uczestniczenie w tym rynku takich podmiotów, jak:

- parki biznesowe lub klastry przemysłowe;
- grupy zakupowe, w tym te pozyskujące energię na potrzeby podmiotów publicznych;
- szeroko zdefiniowani odbiorcy z sektora MŚP.

Agregowanie umów PPA może mieć również korzystny wpływ na proces zarządzania ryzykiem, ograniczając takie ryzyka jak ryzyko kontrahenta lub ryzyko profilu.

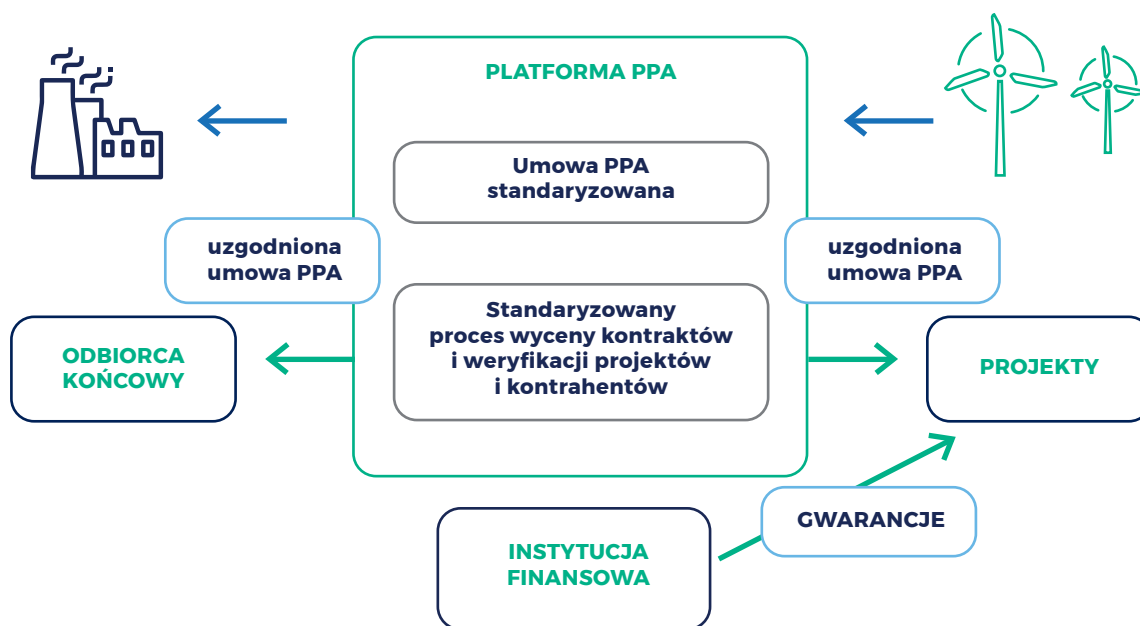
Rekomendowanym działaniem jest tu **szczegółowe zbadanie dostępnych modeli biznesowych** związanych z agregowaniem umów cPPA pod kątem możliwości ich zastosowania w warunkach polskich i popularyzacja takich rozwiązań. Interesującym rozwiązaniem wydaje się być model zakładający powołanie **dedykowanej platformy dla**

¹⁵ EFET Power Purchase Agreement, (dostęp 31.01.2023 r.).

zawierania umów cPPA. Jest to rozwiązanie zapewniające największą transparentność, konkurencyjność i bezpieczeństwo transakcji, z równoczesną elastycznością (w ramach platformy może docelowo funkcjonować wiele produktów, adresowanych dla różnych grup odbiorców i producentów).

Rysunek 7.

Przykładowy model organizacyjny dedykowanej platformy cPPA.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie EIB.

Dedykowane instrumenty finansowe dla projektów OZE i cPPA

Umowy PPA są również mniej dostępne dla wielu przedsiębiorstw wskutek dwóch istotnych cech 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. 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 byłoby korzystniejsze negocjowanie umów bezpośrednio przed okresem dostawy, co znacząco ograniczyłoby ryzyka związane ze zmianami w umowach.

Obecnie rekomendowane są dwa rozwiązania, które mogły by wpływać na ograniczenie barier rozwoju umów cPPA. Jednym z nich jest **wdrożenie dedykowanych instrumentów finansowania projektu (lub gwarancji 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 cPPA¹⁶. Taki rodzaj finansowania 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.

Drugim rekomendowanym rozwiązaniem jest **finansowanie pomostowe typu *mezzanine***. 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 musiałyby zostać wsparte poprzez dedykowane gwarancje dla komercyjnych instytucji finansujących lub oferowanie przez dedykowane instytucje, na przykład przez Bank Gospodarstwa Krajowego.

Dedykowany System Gwarancji

Niska 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 problem również w przypadku mniejszych przedsiębiorstw, które nie posiadają zdolności kredytowej lub po prostu nie podlegają ocenie ratingowej. Z kolei kredytodawcy projektów związanych z energią odnawialną zazwyczaj wymagają od producentów energii, aby ich projekty oparte na umowach PPA miały na poziomie inwestycyjnym wysoką ocenę kredytową. Rekomendowanym rozwiązaniem w tym zakresie jest **ustanowienie dedykowanego systemu gwarancji bankowych**. Takie rozwiązania już są stosowane i przynoszą pożądane rezultaty w różnych krajach. Przykłady gwarancji dla umów typu cPPA funkcjonują już w Hiszpanii¹⁷ i Norwegii¹⁸. Były one stosowane również z powodzeniem w USA.

Rekomendowany system gwarancji mógłby być bardziej rozbudowany i powinien obejmować więcej procesów odpowiadających na potrzeby różnych grup interesariuszy i instytucji. Mogą to być procesy takie, jak:

¹⁶ [Merchant tails on renewable assets a growing concern for power finance sector](#), (dostęp 31.01.2023 r.)

¹⁷ R. Vázquez del Rey Villanueva, D. Marhewka & D. Haverbeke, [Corporate PPAs in Spain](#), 2021, (dostęp 31.01.2023 r.)

¹⁸ [Export Finance Norway](#), (dostęp 31.01.2023 r.).



- 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. Oznaczałoby to, że odblokowywałby on MŚP do przystępowania do umów cPPA, wspierał płynność i generowanie właściwych sygnałów cenowych na platformach obrotu, a także umożliwiał rozwój oferty dedykowanych instrumentów finansowych.

Podsumowanie

Zielona energia coraz bardziej decyduje o konkurencyjności firm. 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. Z kolei wymóg raportowania w zakresie czynników ESG po stronie przedsiębiorstw odpowiada na potrzeby inwestorów, którzy nie chcą inwestować w aktywa powiązane z paliwami kopalnymi, obarczone ryzykiem nieopłacalności w długim terminie z uwagi na kurczące się złoża, rosnące koszty wydobycia surowców kopalnych i wytwarzania z nich energii (wskutek cen uprawnień do emisji), a także wysokie ryzyko niekorzystnych zmian regulacyjnych. Aktywa odnawialne są w tym kontekście pewniejsze i trwalsze, dlatego będą preferowane przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych.

Dzięki umowie cPPA odbiorca może wykazać, że korzysta z energii z OZE, natomiast firma wytwarzająca energię ma zapewnioną sprzedaż przez okres trwania umowy. Nie tylko zwiększa to stabilność finansową przedsięwzięć OZE, ale także pozwala na finansowanie nowych mocy farm wiatrowych czy słonecznych.

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 różnych 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 w tym zakresie może 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 wspierających rozwój umów cPPA. Podjęcie takich działań jest 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 i Klimat 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 I KLIMAT

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

Niewykorzystany potencjał umów cPPA Przegląd barier regulacyjnych i rynkowych

P. Czopek, S. Kowalski, R. Rożek, D. Strzałkowski, Warszawa 2023

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 wzmocnia 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.

