

## II

*(Komunikaty)*KOMUNIKATY INSTYTUCJI, ORGANÓW I JEDNOSTEK ORGANIZACYJNYCH  
UNII EUROPEJSKIEJ

## KOMISJA EUROPEJSKA

## ZAWIADOMIENIE KOMISJI

**Wytyczne dotyczące podziału kosztów i korzyści w ramach projektów transgranicznych opartych  
na współpracy w dziedzinie energii odnawialnej**

(2022/C 495/01)

## SPIS TREŚCI

	<i>Strona</i>
<b>1 Wprowadzenie</b> .....	2
<b>2 Elementy organizacji współpracy i warianty finansowania</b> .....	5
<b>3 Analiza kosztów i korzyści jako podstawa podziału kosztów i korzyści</b> .....	8
<b>4 Podejścia do podziału kosztów i korzyści</b> .....	9
Zasady podziału kosztów i korzyści .....	10
Praktyczna realizacja podziału kosztów i korzyści .....	12
Przykłady współpracy .....	15
<b>5 Podsumowanie zaleceń dotyczących analizy kosztów i korzyści oraz podziału kosztów i korzyści</b> .....	18
<b>6 Wzór umowy międzyrządowej</b> .....	20
<b>7 Załącznik</b> .....	22

## 1 WPROWADZENIE

Niniejsze wytyczne mają na celu wsparcie państw członkowskich, które chcą zaangażować się w projekty transgraniczne oparte na współpracy w dziedzinie produkcji energii ze źródeł odnawialnych, w znalezieniu wzajemnie korzystnego rozwiązania w zakresie podziału związanych z tym kosztów i korzyści. Przedstawiono w nich warianty organizacji podziału kosztów i korzyści w ramach projektów transgranicznych opartych na współpracy w dziedzinie energii odnawialnej oraz zalecenia i najlepsze praktyki, przy jednoczesnym pozostawieniu państwom członkowskim elastyczności<sup>(1)</sup>. Wytyczne można stosować w kontekście okna dla projektów transgranicznych w dziedzinie energii odnawialnej przewidzianego w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (CEF), a także projektów w dziedzinie odnawialnych źródeł energii (OZE), w których przypadku wykorzystanie mechanizmów współpracy ma bardziej ogólny charakter. Są one adekwatne w kontekście projektów w dziedzinie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, a także projektów w dziedzinie ciepła i gazu ze źródeł odnawialnych.

### Ramy prawne:

Ramy prawne na potrzeby rozwoju energii ze źródeł odnawialnych w Unii Europejskiej ustanowiono zmienioną dyrektywą (UE) 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych („dyrektywa”). Jak określono w art. 3 ust. 1 dyrektywy, państwa członkowskie wspólnie realizują wiążący ogólny cel unijny w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w Unii w 2030 r. Ten wspólny cel jest realizowany w drodze wkładów krajowych, które mają zostać ustalone przez wszystkie państwa członkowskie w ramach ich zintegrowanych krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu. W dyrektywie uznaje się również wymiar transgraniczny wdrażania energii ze źródeł odnawialnych i zachęca państwa członkowskie do współpracy w tym zakresie z wykorzystaniem między innymi dostępnych mechanizmów współpracy, takich jak transfery statystyczne, wspólne projekty między państwami członkowskimi, wspólne projekty między państwami członkowskimi i państwami trzecimi lub wspólne systemy wsparcia<sup>(2)</sup>.

W wieloletnich ramach finansowych na lata 2021–2027 program dot. energii w ramach instrumentu „Łącząc Europę” został uzupełniony instrumentem mającym na celu wspieranie wdrażania projektów transgranicznych w dziedzinie energii ze źródeł odnawialnych. Koncepcja projektów transgranicznych w dziedzinie energii ze źródeł odnawialnych określona w rozporządzeniu w sprawie instrumentu „Łącząc Europę”<sup>(3)</sup> opiera się na mechanizmach współpracy ustanowionych na mocy dyrektywy.

### Motywy współpracy

Współpraca transgraniczna może ułatwić osiągnięcie celu unijnego, jak również realizację wkładów krajowych w sposób bardziej racjonalny pod względem kosztów, dzięki zwiększeniu puli projektów, przy jednoczesnym zapewnieniu państwom członkowskim dodatkowej elastyczności w osiąganiu ich celów. Ponadto regiony transgraniczne odgrywają ważną rolę „laboratoriów dla integracji europejskiej”<sup>(4)</sup>. Ponieważ państwa członkowskie dysponują zróżnicowanymi zasobami geograficznymi i naturalnymi w kontekście wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, koszty produkcji znacznie się różnią w zależności od kraju. Państwo członkowskie („państwo, w którym znajduje się instalacja”), które wytwarza nadwyżkę energii ze źródeł odnawialnych, tj. więcej niż potrzebuje do realizacji wkładu własnego, może zdecydować się na współpracę z innym państwem członkowskim (zwanym dalej „państwem odbierającym”), które jest skłonne współfinansować dane przedsięwzięcie. Oba państwa odniosą korzyści z takiej współpracy. Państwo, w którym znajduje się instalacja, uzyska dodatkowe finansowanie i korzyści niepieniężne związane z budową i eksploatacją nowej instalacji (np. zwiększone bezpieczeństwo dostaw, nowe miejsca pracy, pozytywne efekty mnożnikowe wynikające ze wzrostu innowacyjności), a państwo odbierające osiągnie swój cel w sposób bardziej opłacalny niż na poziomie krajowym. Ponadto mechanizmy współpracy przyczyniają się do wymiany najlepszych praktyk, harmonizacji ram regulacyjnych i usprawnienia procedur administracyjnych w państwach członkowskich.

Motywy stojące za decyzją o podjęciu współpracy w dziedzinie energii odnawialnej różnią się w zależności od projektu. Do najbardziej typowych powodów podjęcia współpracy w tym zakresie należą: osiągnięcie celów przy mniejszych kosztach, zwiększenie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, przyczynienie się do poprawy infrastruktury, zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego, zwiększenie akceptacji społecznej dla danej technologii, (wspólne) testowanie innowacyjnych technologii lub rozwiązań infrastrukturalnych, a także wspieranie integracji rynkowej odnawialnych źródeł energii w celu wzmocnienia wewnętrznego rynku energii UE.

<sup>(1)</sup> Wytyczne opierają się na wcześniejszych wytycznych dotyczących wykorzystania mechanizmów współpracy w sektorze odnawialnych źródeł energii, SWD(2013) 440 final, dostępnych pod adresem [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com\\_2013\\_public\\_intervention\\_swd05\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com_2013_public_intervention_swd05_en.pdf)

<sup>(2)</sup> Bardziej szczegółowy opis mechanizmów współpracy znajduje się w załączniku. Do dokonywania obowiązującej wykładni przepisów UE upoważniony jest jedynie Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej.

<sup>(3)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1153 z dnia 7 lipca 2021 r. ustanawiające instrument „Łącząc Europę” (Dz.U. L 249 z 14.7.2021, s. 38).

<sup>(4)</sup> COM(2021) 393: „Regiony transgraniczne UE: »żywe laboratoria« dla integracji europejskiej”

Ponadto wartość rynkowa energii ze źródeł odnawialnych może znacznie się różnić w poszczególnych państwach członkowskich, między innymi w zależności od różnych koszyków wytwórczych, istniejących zdolności produkcyjnych instalacji oraz liczby połączeń międzysystemowych i wewnętrznych zdolności przesyłowych sieci. Współpracując ze sobą, państwa członkowskie z niższymi wartościami rynkowymi mogą uzyskać dostęp do projektów o wyższej wartości rynkowej niż ich własne, co prowadzi do obniżenia płatności w ramach wsparcia.

Współpraca może być prowadzona między dwoma lub kilkoma krajami/regionami lub terytoriami transgranicznymi<sup>(5)</sup>, przy czym wraz z liczbą zaangażowanych podmiotów zazwyczaj wzrasta złożoność i zwiększają się wymogi w zakresie koordynacji.

#### **Przykład współpracy transgranicznej: otwarte dla drugiej strony aukcje między Niemcami a Danią<sup>(6)</sup>**

W 2016 r. Niemcy i Dania przeprowadziły dwie transgraniczne aukcje dotyczące energii fotowoltaicznej otwarte dla projektów zlokalizowanych w drugim państwie. Podstawą tych wzajemnie otwartych aukcji była wynegocjowana dwustronnie umowa o współpracy. Aukcje opierały się na systemie wsparcia dla energii fotowoltaicznej funkcjonującym w danym państwie. Ponadto umowa o współpracy zawierała również ustalenia dotyczące lokalnych ograniczeń dotyczących miejsca, wymiany danych i wkładu w realizację celów w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Jeżeli chodzi o podział kosztów, państwo prowadzące aukcję uiszcza płatności w ramach wsparcia na rzecz wszystkich instalacji, którym przyznano finansowanie, i otrzymuje pełne statystyki OZE. Ze współpracą nie wiążą się w tym przypadku żadne dodatkowe koszty ani korzyści.

Wszystkie wyłonione wskutek aukcji transgranicznych projekty zlokalizowano w Danii. Ceny na niemieckiej aukcji otwartej osiągnęły znacznie niższy poziom niż na wcześniejszych niemieckich aukcjach krajowych. W Danii w tym samym okresie nie przeprowadzono żadnych aukcji krajowych. W duńskiej aukcji nie uczestniczyły żadne projekty niemieckie. Było to spowodowane m.in. niskimi maksymalnymi zdolnościami produkcyjnymi przewidzianymi dla projektów zlokalizowanych w Niemczech (tylko 2,4 MW z całkowitego wolumenu uprawnień przeznaczonych do sprzedaży na aukcji wynoszącego 20 MW), krajową aukcją w Niemczech, która odbyła się zaledwie kilka dni później, kosztami transakcyjnymi związanymi z uzyskaniem wiedzy na temat duńskiego systemu aukcyjnego, a także premią stałą stosowaną w Danii, wskutek której operatorzy instalacji byli narażeni na długoterminowe ryzyko cen energii elektrycznej. Dla projektów zlokalizowanych w Danii udział w aukcji niemieckiej był atrakcyjny, ponieważ w 2016 r. w Danii nie odbyły się żadne krajowe aukcje dotyczące energii fotowoltaicznej. Nie jest jasne, z jakich powodów oferty składane przez Danię były bardziej konkurencyjne, ale prawdopodobnie obejmowały lepsze zasoby fotowoltaiczne w miejscach uczestniczących w aukcjach, możliwość budowy instalacji fotowoltaicznych na gruntach rolnych (wykluczoną w Niemczech), a także brak innych możliwości uzyskania wsparcia krajowego, co przełożyło się na bardziej agresywne oferty.

Omawiane wzajemnie otwarte aukcje pokazały, że podejścia oparte na współpracy między państwami członkowskimi mogą przynieść przyrost wydajności w porównaniu z aukcjami krajowymi. Ponadto stało się dzięki nim jasne, że przy ustalaniu harmonogramu i opracowywaniu umowy o współpracy należy brać pod uwagę krajowe systemy wsparcia i terminy aukcji krajowych. Co więcej, państwa muszą brać pod uwagę organizację rynku i inne czynniki wpływające na koszty projektów, aby uniknąć niespodzianek przy podziale projektów między poszczególne kraje.

#### **Przykład współpracy transgranicznej: wspólny system certyfikatów Szwecji i Norwegii**

W 2012 r. uruchomiono transgraniczny system wsparcia ekologicznej energii elektrycznej między Szwecją a Norwegią, którego celem jest pobudzenie rozwoju odnawialnych źródeł energii w obu państwach. Jak dotąd jest to jedyny wspólny system wsparcia realizowany w ramach mechanizmów współpracy przewidzianych w dyrektywie w sprawie odnawialnych źródeł energii. Przed uruchomieniem programu miały miejsce długie negocjacje między obydwojoma krajami. Szczególnie trudne okazało się uzgodnienie odpowiedniego podziału kosztów i korzyści. Drogę do ostatecznego konsensusu utorowało porozumienie polityczne przewidujące podział obciążeń w proporcji 50:50.

<sup>(5)</sup> Regiony przygraniczne to terytoria po obu stronach tej samej granicy (definicja dostępna pod adresem: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Border\\_region](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Border_region))

<sup>(6)</sup> Podstawą opisu tego przypadku jest sprawozdanie pt. „Warianty organizacji aukcji transgranicznych”, opracowane w ramach projektu AURES II dotyczącego aukcji na rzecz wsparcia energii ze źródeł odnawialnych. Pełny tekst sprawozdania znaleźć można pod adresem [http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2019/06/AURES\\_II\\_D6\\_1\\_final.pdf](http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2019/06/AURES_II_D6_1_final.pdf)

W realizacji programu pomocne było roczne doświadczenie Szwecji zdobyte w związku z funkcjonowaniem krajowego rynku certyfikatów. W ramach omawianego systemu – będącego instrumentem rynkowym – nagradza się zakłady produkujące energię ze źródeł odnawialnych w obu państwach, przyznając zielony certyfikat za każdą MWh wyprodukowanej odnawialnej energii elektrycznej, która może następnie być przedmiotem obrotu na rynku. Szwedzcy i norwescy dostawcy energii elektrycznej (oraz niektórzy użytkownicy końcowi) są zobowiązani do zakupu certyfikatów proporcjonalnie do swojego udziału w produkcji/zużyciu energii elektrycznej.

Ze względu na sukces systemu, jakim było osiągnięcie (a nawet przekroczenie) celu w zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii, głównie energii wiatrowej i wodnej, został on zamknięty dla nowych uczestników w styczniu 2022 r. Chociaż jego główne cechy były takie same w obu państwach, a Szwecja i Norwegia dążyły do osiągnięcia wspólnego celu w zakresie produkcji wyrażonego w TWh, oba państwa zachowały również pewną elastyczność w odniesieniu do parametrów systemu. Ponadto nie istnieje wspólny organ odpowiedzialny za wdrażanie i monitorowanie systemu – każde państwo wyznaczyło w tym celu podmiot krajowy. Pokazało to, że przy opracowywaniu wspólnego programu pomocne może być dostrzeżenie potrzeby zapewnienia elastyczności. W uzgodnieniu najważniejszych cech systemu pomógł również stosunkowo podobny potencjał odnawialnych źródeł energii oraz porównywalne struktury kosztów. Dotyczy to również negocjacji w sprawie podziału kosztów i korzyści, które są zazwyczaj trudniejsze, jeżeli koszty i korzyści w poszczególnych współpracujących państwach znacznie się różnią.

### Barьеры we współpracy

Pomimo ugruntowanych i dobrze zbadanych korzyści płynących ze współpracy na rzecz wspólnego osiągnięcia celów UE w zakresie energii ze źródeł odnawialnych od 2009 r. wdrożono niewiele projektów opartych na współpracy wykorzystujących mechanizmy współpracy<sup>(7)</sup>, przy czym wykorzystanie wspomnianych mechanizmów współpracy pozostaje na niskim poziomie. Dowody<sup>(8)</sup> wskazują, że utrzymują się bariery utrudniające korzystanie z mechanizmów współpracy, przy czym bariery te mogą mieć charakter polityczny, techniczny, prawny i regulacyjny, a także społeczno-gospodarczy i środowiskowy. Państwa członkowskie i inne zainteresowane strony donoszą również o barierach administracyjnych związanych z etapami proceduralnymi niezbędnymi do zaplanowania i wdrożenia projektu opartego na współpracy oraz barierach w odniesieniu do ilościowego określenia kosztów i korzyści oraz ich podziału. W ostatnich latach dyskusje między państwami członkowskimi na temat stosowania mechanizmów współpracy przybrały jednak na intensywności i omawianych jest obecnie kilka potencjalnych projektów<sup>(9)</sup>. Zwiększona presja na szybkie obniżenie emisyjności zgodnie z Europejskim Zielonym Ładem, pakietem „Gotowi na 55” i planem RePowerEU wymaga częstszego stosowania mechanizmów współpracy.

### Zakres

Niniejsze wytyczne mają na celu wsparcie państw członkowskich w planowaniu, opracowywaniu i wdrażaniu projektów transgranicznych opartych na współpracy z wykorzystaniem mechanizmów współpracy<sup>(10)</sup>. Dzięki przedstawieniu dostępnych wariantów i sposobów organizacji podziału kosztów i korzyści mają one ułatwić pokonanie istniejącej bariery w dalszym korzystaniu z mechanizmów współpracy.

(7) Na chwilę obecną wdrożono/uzgodniono dwanaście projektów opartych na współpracy (w tym dziesięć transferów statystycznych, jeden wspólny projekt i jeden wspólny system wsparcia). Chociaż może to oznaczać, że wdrażanie nabiera tempa, wykorzystanie mechanizmów współpracy pozostaje poniżej oczekiwań. Wdrożono lub uzgodniono następujące projekty: transfery statystyczne między Luksemburgiem i Litwą, Luksemburgiem i Estonią, Maltą i Estonią, Niderlandami i Danią, Irlandią i Danią, Irlandią i Estonią, Danią i Belgią, Finlandią i Belgią, Czechami i Słowenią oraz Litwą i Belgią; wspólny projekt Niemiec i Danii oraz wspólny system wsparcia Szwecji i Norwegii. Po zapoznaniu się z krajowymi planami działania państw członkowskich w zakresie energii ze źródeł odnawialnych na 2020 r. można stwierdzić z pewnością, że ze względu na nowy charakter mechanizmów i brak wdrożonych projektów plany wykorzystania mechanizmów współpracy były nadal niejasne, ostrożne lub nawet nie istniały. Kilka lat później plany państw członkowskich dotyczące korzystania z mechanizmów współpracy, zawarte w krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu, były już bardziej konkretne – głównie ze względu na konsultacje prowadzone między państwami członkowskimi na zasadzie dwu- lub wielostronnej, indywidualnie lub za pośrednictwem różnych grup i forów. Należy podkreślić w tym kontekście prace na regionalnych forach energetycznych, w tym w ramach grup wysokiego szczebla ds. współpracy w dziedzinie energetyki na Morzu Północnym, planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich (BEMIP), gazowych połączeń międzysystemowych w Europie Środkowej i Południowo-Wschodniej (CESEC) lub połączeń międzysystemowych w Europie Południowo-Zachodniej, lub pięciostronnego forum energetycznego. W ramach tych forów udało się zgromadzić najważniejsze zainteresowane strony i ułatwić dialog między nimi. Wciąż jednak brakuje konkretnych zgłoszonych planów, co odzwierciedla postrzegane trudności w stosowaniu mechanizmów współpracy.

(8) Prace studyjne i projekty obejmują między innymi projekt dotyczący mechanizmów współpracy między państwami członkowskimi UE i wzajemnych powiązań z systemami wsparcia w ramach dyrektywy w sprawie energii odnawialnej (2009/28/WE) (<https://res-cooperation.eu/>), projekt CA-RES (<https://www.ca-res.eu/>) lub projekt MUSTEC (<https://mustec.eu/>). Zob. również opracowanie „Cooperation between EU countries under the RES directive” [Współpraca między państwami UE na podstawie dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii], 2014 r., dostępne pod adresem: [https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/cooperation-mechanisms\\_en#documents](https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/cooperation-mechanisms_en#documents)

(9) Znane przykłady obejmują protokół ustaleń w sprawie jednego lub większej liczby morskich węzłów energetycznych między Danią a Niderlandami, protokół ustaleń między Łotwą a Estonią w sprawie wspólnego projektu morskiego, list intencyjny w sprawie analizy wspólnych i hybrydowych projektów w dziedzinie energetyki morskiej między Danią a Niemcami oraz protokół ustaleń w sprawie zbadania możliwości dotyczących wysp energetycznych między Danią a Belgią.

(10) W przypadku większości projektów transgranicznych opartych na współpracy można założyć, że najwyższe koszty ponoszą i większość korzyści otrzymują państwa członkowskie lub państwa trzecie. Są one zatem naturalnymi uczestnikami negocjacji i będą domyślnie reprezentować zainteresowane strony.

W poprzednich wytycznych dotyczących podziału kosztów i korzyści ograniczono się do metodyki analizy kosztów i korzyści przygotowanej przez ENTSO-E na potrzeby projektów rozwoju sieci zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2022/869 i nie poruszono w nich szczegółowo kwestii podziału kosztów i korzyści związanych z aktywami wytwórczymi. Niniejsze wytyczne mają w związku z tym na celu zapewnienie jasności co do dostępnych wariantów i możliwego zakresu swobody przy analizowaniu i podziale kosztów i korzyści mających zastosowanie w przypadku różnych technologii energii odnawialnej. Choć ich celem jest ogólne omówienie współpracy w dziedzinie odnawialnych źródeł energii w odniesieniu do wszystkich technologii energii odnawialnej, uwzględniono w nich aspekty specyficzne dla projektów w dziedzinie morskiej energii wiatrowej dotyczących infrastruktury radialnej ze względu na to, że współpraca w tym obszarze przybiera na znaczeniu, a zarazem stoi w obliczu szczególnych wyzwań technicznych i praktycznych związanych z wdrażaniem. Analiza kosztów i korzyści oraz aspekty związane z ich podziałem w przypadku morskich projektów hybrydowych zostaną szczegółowo omówione w zaplanowanych na 2024 r. wytycznych dotyczących sposobu koordynacji podziału kosztów i korzyści dla poszczególnych basenów morskich w odniesieniu do projektów dotyczących przesyłu energii ze źródeł morskich w połączeniu z rozwojem projektów dotyczących produkcji energii ze źródeł odnawialnych, a także podziału kosztów i korzyści w przypadku indywidualnych projektów hybrydowych <sup>(11)</sup>.

Niniejsze wytyczne mają następującą strukturę: na początku przedstawiono w nich najważniejsze elementy organizacji systemów wsparcia na rzecz energii ze źródeł odnawialnych, ze szczególnym uwzględnieniem istotnych aspektów podziału kosztów i korzyści w projektach transgranicznych opartych na współpracy. W kolejnej sekcji opisano ogólne koncepcje i zasady analizy kosztów i korzyści jako głównego narzędzia oceny ogólnych korzyści społecznych wynikających z projektów w dziedzinie energii odnawialnej oraz warunku wstępnego podziału kosztów i korzyści. W dalszej części wytycznych zawarto informacje na temat możliwego podejścia do podziału kosztów i korzyści między współpracującymi stronami oraz przedstawiono zalecenia, przykłady i najlepsze praktyki w tym zakresie. W sekcji 6 można znaleźć wzór umowy o współpracy.

## 2 ELEMENTY ORGANIZACJI WSPÓŁPRACY I WARIANTY FINANSOWANIA

Uzgadniając projekt oparty na współpracy, państwa członkowskie będą musiały wziąć pod uwagę szereg aspektów, w tym główne cele i zasady współpracy, mechanizmy współpracy, które można wykorzystać do osiągnięcia tych celów, a także zakres i warunki współpracy. W przypadku tej ostatniej kwestii państwa członkowskie mogą stanąć przed wyborem systemu wsparcia i będą musiały uzgodnić podział kosztów i korzyści wygenerowanych przez projekt. Różne elementy organizacyjne mechanizmów współpracy i (w stosownych przypadkach) systemu wsparcia mogą prowadzić do różnych wyników pod względem kosztów i korzyści.

Jak wskazano powyżej, przy uzgadnianiu projektu opartego na współpracy państwom członkowskim mogą przyświecać różne cele. Niezależnie od tego będą jednak chciały odnieść wzajemne korzyści ze współpracy oraz ustalić podział kosztów i korzyści w sposób, który odzwierciedla ten cel. Zasadniczo zakłada się, że odbierające państwo członkowskie będzie uczestniczyło w kosztach wsparcia w zamian za otrzymywanie statystyk OZE. Cele pośrednie realizowane przez państwa członkowskie mogą obejmować na przykład zmniejszenie kosztów integracji OZE dzięki przeniesieniu wdrożenia do państw o niższych kosztach integracji systemów. Z drugiej strony państwa członkowskie, w których znajduje się instalacja, uwzględnią również te koszty, a także zakres, w jakim mają one pokrycie w płatnościach w ramach wsparcia, tj. w jakim są ponoszone przez realizatorów projektów w dziedzinie energii odnawialnej albo przez inne zainteresowane strony, takie jak OSP lub odbiorcy końcowi. Ponieważ koszty integracji systemów mogą być znaczne, państwa członkowskie, w których znajduje się instalacja, mogą uwzględnić odpowiednią rekompensatę.

### Wybór mechanizmu współpracy

Wybór mechanizmu współpracy zależy od konkretnych celów realizowanych przez państwa członkowskie. Ogólnie rzecz biorąc można stwierdzić, że jeżeli jedynym motywem jest dążenie do tańszej zgodności z celami w perspektywie krótkoterminowej lub szybkie zlikwidowanie istniejącej nadal luki w stosunku do celu przy ograniczonym nakładzie krajowym, najbardziej odpowiednim wyborem są **transfery statystyczne**, ponieważ charakteryzują się najniższymi kosztami transakcyjnymi i są zazwyczaj mniej złożone. Z drugiej strony transfer statystyczny nie prowadzi do uruchomienia dodatkowej zdolności w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, chyba że państwo sprzedające przeznaczy przychody na nowe projekty w dziedzinie energii odnawialnej.

<sup>(11)</sup> Ze względu na fakt, że w dziedzinie energii ze źródeł odnawialnych kładzie się coraz większy nacisk na złożone formy współpracy, np. w kontekście hybrydowych morskich farm wiatrowych, przedstawione zostaną „wytyczne dotyczące sposobu koordynacji transgranicznego podziału kosztów i korzyści w odniesieniu do projektów dotyczących przesyłu energii w połączeniu z rozwojem projektów dotyczących produkcji energii”. Niniejsze wytyczne wydano w związku z art. 15 ust. 1 rozporządzenia TEN-E [rozporządzenie (UE) 2022/869] oraz komunikatem Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Strategia UE mająca na celu wykorzystanie potencjału energii z morskich źródeł odnawialnych na rzecz neutralnej dla klimatu przyszłości, COM(2020) 741 final, dostępnym pod adresem: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/offshore\\_renewable\\_energy\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/offshore_renewable_energy_strategy.pdf)

**Wspólne projekty** mogą być również podjęte, jeżeli celem jest rozwój lub testowanie (nowych) technologii. **Wspólne systemy wsparcia** są najbardziej złożonym mechanizmem współpracy i wiążą się z najwyższymi kosztami transakcyjnymi. Systemy tego rodzaju mogą jednak przynieść oszczędność kosztową i zwiększyć długoterminową stabilność, a także płynność rynkową. Im większy zakres współpracy przy projektach w dziedzinie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, które będą realizowane na przestrzeni pewnego okresu, tym bardziej uzasadniony jest wybór złożonego mechanizmu.

Należy również zauważyć, że mechanizmy współpracy nie wykluczają się wzajemnie i że państwa członkowskie mogą łączyć więcej niż jeden mechanizm w ramach jednej umowy. Jeśli chodzi o podział kosztów i korzyści, zaleca się rozliczanie kosztów i korzyści odrębnie dla każdego projektu, a nie sumowanie ich w ramach puli projektów.

### Wybór formy wsparcia

Choć energia ze źródeł odnawialnych coraz częściej wprowadzona jest na zasadach rynkowych, to wciąż proces ten w dużej mierze opiera się na systemie wsparcia – dotyczy to również współpracy transgranicznej. Co do zasady państwa członkowskie mogą wybierać pomiędzy korzystaniem z systemu wsparcia państwa członkowskiego, w którym znajduje się instalacja, otwarciem systemu wsparcia państwa członkowskiego wnoszącego wkład lub ustanowieniem nowego, dostosowanego do potrzeb wspólnego systemu wsparcia. Na potrzeby takiego systemu trzeba określić szereg elementów organizacyjnych. Ponadto należy zauważyć, że system wsparcia niekoniecznie wiąże się z dokonywaniem faktycznych płatności w ramach wsparcia, ponieważ mogą one stać się nieaktualne w sytuacji, gdy istnieją oferty zerowe, tj. realizatorzy chcący wdrożyć projekt bez żadnych dotacji.

Zaletą korzystania z systemu wsparcia państwa, w którym znajduje się instalacja, jest zapewnienie płynnego funkcjonowania w krajowym kontekście regulacyjnym. Z drugiej strony wybór systemu wsparcia państwa członkowskiego wnoszącego wkład doprowadzi do powstania dwóch równoległych systemów w państwie członkowskim, w którym znajduje się instalacja, i może być sprzeczny z jego kontekstem regulacyjnym. Z kolei ustanowienie nowego wspólnego systemu wsparcia wiąże się z wyższymi kosztami transakcyjnymi, ale ma tę zaletę, że taki system jest adekwatny do zakładanych celów i bardziej skuteczny w przypadku planów szerszej współpracy. W takim przypadku należy wskazać instytucje krajowe lub regionalne, które będą prowadzić dany system. Państwa członkowskie mogą również wybrać jako punkt wyjścia system państwa, w którym znajduje się instalacja, lub państwa wnoszącego wkład, natomiast w odniesieniu do indywidualnych aspektów współpracy uzgodnić odmienne elementy organizacyjne.

Przy określaniu systemu wsparcia należy wziąć pod uwagę następujące elementy (należy jednak pamiętać, że dokładna struktura i specyfika będą się różnić w zależności od przypadku).

#### *Badanie wstępne, wybór miejsca, wydawanie pozwoleń i wstępne zagospodarowanie*

Ogólnie rzecz biorąc, można przeprowadzić rozróżnienie między scentralizowanymi (kierowanymi przez rząd) i zdecentralizowanymi (kierowanymi przez realizatora projektu) podejściami w zakresie badania wstępnego, wyboru miejsca, wydawania pozwoleń i wstępnego zagospodarowania. Podejście scentralizowane charakteryzuje się tym, że państwo lub organ państwowy odpowiada za te procesy, prowadzi je oraz ponosi koszty i ryzyko z nimi związane <sup>(12)</sup>. W modelu zdecentralizowanym wybór miejsca, jego wstępne badanie oraz wstępne zagospodarowanie przeprowadzają realizatorzy projektu. W zależności od tego, kto początkowo ponosi koszty związane z badaniem wstępnym, wyborem miejsca i jego wstępnym zagospodarowaniem, konieczna może być rekompensata.

#### *System alokacji kosztów sieci*

Współpracujące państwa członkowskie będą również musiały podjąć decyzję w sprawie interfejsu między realizatorami projektów w dziedzinie energii odnawialnej a OSP w odniesieniu do systemu sieci. W modelu alokacji kosztów opartym na „płytkich” kosztach realizatorzy projektów w dziedzinie energii odnawialnej ponoszą koszty podłączenia do najbliższego odpowiedniego punktu przyłączenia już istniejącej sieci, zazwyczaj podstacji, a OSP – koszty niezbędnego wzmocnienia sieci. Model „płytkich” kosztów jest najmniej kosztownym wariantem dla realizatorów projektów (ponieważ koszty wzmocnienia sieci ponoszą zazwyczaj OSP/OSD) i zapewniają wysoką przejrzystość i spójność w zakresie kosztów. Ze względu na konieczność przeprowadzenia niezbędnych wzmocnień przez OSP/OSD, zanim możliwe będzie przyłączenie, realizacja projektów może jednak ulec opóźnieniu.

<sup>(12)</sup> Elementy modelu scentralizowanego są częścią wniosku Komisji z dnia 18 maja 2022 r. dotyczącego zmiany przepisów dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii odnoszących się do wydawania pozwoleń na projekty w dziedzinie OZE (COM(2022) 222 final).

W modelu alokacji kosztów opartym na „głębokich” kosztach realizatorzy projektów w dziedzinie energii odnawialnej muszą ponieść wszystkie koszty podłączenia do sieci, a także wszelkie dalsze koszty wzmocnienia wynikające z włączenia nowej instalacji do systemu. Główną wadą modelu „głębokich” kosztów jest to, że początkowe koszty podłączenia do sieci mogą być bardzo wysokie, a koszty wzmocnienia sieci są zazwyczaj niepewne i trudne do przewidzenia przez realizatorów projektów<sup>(13)</sup>. W ramach tego podejścia realizatorzy projektów często nie są jednak zobowiązani do uiszczania opłat systemowych za bieżące wzmocnienia sieci.

Możliwe są również formy hybrydowe. W zależności od dokładnej specyfikacji modele hybrydowe mogą mieć wady/zalety obu systemów.

#### *Formy wsparcia finansowego*

Główne możliwe formy wsparcia finansowego to „wsparcie operacyjne” i „pomoc inwestycyjna” (płatne z góry lub regularnie, np. raz w roku). Najbardziej odpowiednimi formami wsparcia operacyjnego są premie stałe, jednokierunkowe premie zmienne i dwukierunkowe premie zmienne (kontrakty różnicowe)<sup>(14)</sup>.

W przypadku premii stałych całkowita kwota wsparcia nie zależy od cen energii elektrycznej. Ponadto premiami stałymi łatwiej zarządzać, choć są mniej korzystne dla realizatorów projektów, którzy ponoszą potencjalnie wysokie ryzyko związane z przychodami z działalności rynkowej; oprócz tego premie tego rodzaju zapewniają zachęty do produkcji również w okresach, w których wytwarzanie dodatkowej energii nie jest potrzebne. Długoterminowemu ryzyku związanemu z przychodami z działalności rynkowej można jednak zaradzić za pomocą premii zmiennych, które mogą się jednak z kolei wiązać z ryzykiem, że całkowite koszty wsparcia będą zależne od cen energii elektrycznej, które będą niższe od ceny wykonania płaconej przez odbiorców. W przypadku płatnej z góry lub wypłacanej rocznie pomocy inwestycyjnej instalacje są co do zasady narażone na pełne ryzyko związane z przychodami z działalności na rynku energii elektrycznej.

Pomoc inwestycyjna lub wsparcie inwestycyjne różni się od wsparcia operacyjnego tym, że zapewnia pokrycie części kosztów inwestycji w ramach projektu przed jego faktycznym uruchomieniem i rozpoczęciem produkcji energii. Chociaż pomoc inwestycyjna rzadko występuje na szczeblu państw członkowskich, oczekuje się, że stanie się powszechniejsza w kontekście mechanizmów finansowania unijnego, takich jak nowa linia finansowania projektów transgranicznych w ramach instrumentu „Łącząc Europę”.

Przy podejmowaniu decyzji o wyborze formy wsparcia finansowego zaleca się rozpoczęcie dyskusji od rozważenia istniejących systemów wsparcia w zainteresowanych państwach członkowskich, pod warunkiem że co najmniej jedna ze współpracujących stron posiada krajowy system dotyczący danej technologii. W przypadku braku takiego systemu w państwach współpracujących przykładów może dostarczyć doświadczenie państw członkowskich o podobnych cechach i celach. Podejmując decyzję o wyborze elementów organizacyjnych, państwa współpracujące powinny dążyć do zapewnienia regularnej eksploatacji i utrzymania nowej instalacji, minimalizacji niezbędnych kosztów wsparcia w całym okresie jej eksploatacji, ograniczenia ryzyka nadmiernej lub niedostatecznej rekompensaty, ogólnego zmniejszenia ryzyka finansowego i uwzględnienia skutków systemu wsparcia dla konsumentów.

W przypadku **współpracy transgranicznej** państwa członkowskie mogą stosować premię zmienną (jedno- lub dwukierunkową), na przykład w postaci kontraktów różnicowych. Kontrakty różnicowe zapewniają w szczególności stabilność cen, a zarazem ograniczają nadmierne nieoczekiwane zyski, które mogą powstać w przypadku bardzo wysokich cen rynkowych. Należy zauważyć, że jeżeli w grę wchodzi dwa rynki energii elektrycznej z dwoma różnymi cenami energii elektrycznej, utrudnia to organom regulacyjnym obliczanie płatności w ramach wsparcia i prawdopodobnie zwiększa ryzyko dla podmiotów inwestujących w odnawialne źródła energii. Może to prowadzić do wzrostu kosztów administracyjnych i kosztów transakcyjnych oraz płatności z tytułu rekompensaty, których nie da się łatwo oszacować *ex ante*. Aby ograniczyć to ryzyko, państwa członkowskie powinny zatem wcześniej uzgodnić rynek referencyjny. Jeżeli takie bariery zostaną usunięte, wspólne systemy wsparcia mogą zapewnić niższe kwoty wsparcia o większej efektywności w odniesieniu do wszelkich wymagających wypełnienia luk inwestycyjnych w projektach w dziedzinie energii odnawialnej w porównaniu z krajowymi systemami wsparcia, obniżając tym samym całkowite kwoty wsparcia finansowanego przez podatników z każdego państwa członkowskiego.

Projektodawcy w sektorze energii ze źródeł odnawialnych mogą mieć dostęp do innych źródeł konkurencyjnego finansowania, takich jak instrumenty EBI lub umowy zakupu energii elektrycznej z odbiorcami, choć należy zauważyć, że tego rodzaju rozwiązania nie wchodzi w zakres działań, które mogą być prowadzone przez państwa członkowskie rozważające realizację projektów opartych na współpracy transgranicznej w dziedzinie energii odnawialnej.

<sup>(13)</sup> Wynika to głównie z efektów sieciowych, choć niepewność może się również odnosić do zmian regulacyjnych.

<sup>(14)</sup> W systemie premii jednokierunkowych, jeśli cena rynkowa jest niższa od ceny wykonania na aukcji, producenci otrzymują wsparcie, które pokrywa tę różnicę, a jeśli cena rynkowa jest wyższa, mogą zatrzymać przychody stanowiące nadwyżkę. System premii dwukierunkowych funkcjonuje w podobny sposób, producent musi jednak zwrócić wspomnianą nadwyżkę. W systemie premii stałych producenci otrzymują stałą kwotę przychodów stanowiącą nadwyżkę nad ceną rynkową.

### Model zamówienia/aukcji

Ogólnie rzecz biorąc, jeśli chodzi o wspieranie odnawialnych źródeł energii w UE, znaczenie ustanawianych na szczeblu administracyjnym taryf lub kontyngentów maleje, natomiast aukcji – rośnie. Istnieje wiele wariantów, jeśli chodzi o tryb zamówień/aukcji z myślą o przyznawaniu wsparcia na rzecz energii ze źródeł odnawialnych. Najważniejszymi elementami organizacyjnymi są: technologia aukcji, jej wolumen, harmonogram, wielkość oferty, rodzaj wypłacanego wsparcia, kryteria kwalifikacji wstępnej i przyznania wsparcia oraz to, czy stosuje się procedury przetargowe obejmujące wiele pozycji, czy jedną.

W przypadku współpracy aukcje mogą przybierać różne formy – mogą to być w szczególności aukcje jednostronne, wzajemne i wspólne. Wybrany rodzaj aukcji będzie miał z kolei wpływ na mechanizm wsparcia – np. w przypadku **aukcji jednostronnych** stosowany będzie system wsparcia odbierającego państwa członkowskiego lub państwa członkowskiego wnoszącego wkład, co będzie odpowiadać jednostronnemu otwarciu systemu wsparcia na projekty z państwa członkowskiego, w którym znajduje się instalacja. W przypadku **aukcji wzajemnych** oba kraje otwierają swoje systemy wsparcia, podczas gdy przy **aukcjach wspólnych** współpracujące strony opracowują specjalny system wsparcia w celu uwzględnienia wszystkich aspektów projektu opartego na współpracy. Co do zasady państwo członkowskie ponoszące koszty wsparcia powinno otrzymywać odpowiadające im statystyki OZE. Państwa członkowskie mogą również zawierać różne porozumienia dotyczące okresu transferu osiągniętych celów oraz tego, czy transfer udziałów do państwa członkowskiego wnoszącego wkład będzie kontynuowany po zakończeniu okresu wsparcia aż do końca okresu technicznej eksploatacji instalacji. Będzie to mieć wpływ na odnośny podział kosztów i korzyści. Państwa członkowskie mogą na przykład uzgodnić, że instalacja zacznie przyczyniać się do osiągnięcia celu państwa, w którym się znajduje, po zakończeniu okresu wsparcia, co ma zrekompensować koszty zapewnienia miejsca oraz fakt, że państwo to poniesie koszty integracji systemów.

### Finansowanie współpracy

Oprócz wyboru mechanizmu współpracy i (w stosownych przypadkach) dostosowania elementów organizacyjnych systemu wsparcia państwa członkowskie będą również musiały uzgodnić, w jaki sposób finansować współpracę i, ewentualnie, jak odzyskać koszty wsparcia <sup>(15)</sup>. Główne warianty finansowania to: publiczne źródła finansowania (budżet państwa, mechanizmy i fundusze UE), opłaty pobierane od odbiorców na poczet wsparcia lub formy hybrydowe, tj. połączenia wyżej wymienionych rodzajów finansowania. Podczas gdy publiczne źródła finansowania oznaczają zasadniczo redystrybucję środków w wszystkich podatników na rzecz odbiorców energii, opłaty powodują przeniesienie kosztów energii ze źródeł odnawialnych na odbiorców energii elektrycznej w postaci narzutu na cenę energii elektrycznej. Państwa członkowskie mogą również zdecydować się na finansowanie części kosztów z jednego źródła, a pozostałych kosztów z innych źródeł. Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r <sup>(16)</sup> zapewniają organom publicznym ramy na potrzeby skutecznego wspierania celów Europejskiego Zielonego Ładu przy minimalnych zakłóceniach konkurencji.

### 3 ANALIZA KOSZTÓW I KORZYŚCI JAKO PODSTAWA PODZIAŁU KOSZTÓW I KORZYŚCI

W kontekście projektów opartych na współpracy analiza kosztów i korzyści pozwala na określenie i porównanie w sposób systemowy wszystkich pozytywnych i negatywnych, zamierzonych i niezamierzonych, bezpośrednich i pośrednich skutków danego projektu. Analiza kosztów i korzyści obejmuje zasadniczo wpływ projektu we wszystkich zaangażowanych państwach członkowskich.

Aby stwierdzić, czy planowany projekt oparty na współpracy przynosi korzyści społeczne netto, należy określić, ująć ilościowo i porównać ze sobą koszty i korzyści. W przypadku gdy w określonym okresie, zdyskontowanym do chwili obecnej, korzyści przewyższają koszty – wartość bieżąca netto projektu opartego na współpracy jest dodatnia i uznaje się, że jest on korzystny ze społecznego, całościowego punktu widzenia.

Ponadto wartość bieżącą netto projektu porównuje się z wartością bieżącą alternatywnego projektu w dziedzinie energii odnawialnej nieopartego na współpracy (scenariusz kontrfaktyczny). Projekt przewidziany w scenariuszu kontrfaktycznym powinien przede wszystkim stanowić realistyczną reprezentację alternatywnej organizacji projektu zaproponowanego przez projektodawców, umożliwiającej osiągnięcie przyjętych założeń zgodnie z europejskimi i krajowymi celami w zakresie klimatu i energii, w przypadku gdy współpraca nie dojdzie do skutku. Jeżeli wartość bieżąca netto projektu opartego na współpracy jest wyższa niż wartość bieżąca w scenariuszu kontrfaktycznym, uznaje się, że projekt oparty na współpracy jest korzystny z systemowego punktu widzenia i można przystąpić do dalszych działań.

Aby podjąć decyzję o realizacji projektu opartego na współpracy, niezbędna jest kompleksowa analiza kosztów i korzyści.

<sup>(15)</sup> O sposobach odzyskania kosztów wsparcia może również decydować na szczeblu krajowym każde państwo współpracujące, co nie dotyczy jednak wspólnych systemów wsparcia.

<sup>(16)</sup> 2022/C 80/01.



Jako punkt wyjścia do przeprowadzenia analizy kosztów i korzyści współpracujące państwa członkowskie mogą wykorzystać istniejące metody i praktyki. Ogólnie rzecz biorąc, obejmuje to Przewodnik po analizie kosztów i korzyści projektów inwestycyjnych w zakresie polityki spójności 2014–2020 <sup>(17)</sup> oraz inne podejścia, takie jak podejście do ekonomicznej oceny projektów inwestycyjnych stosowane w Europejskim Banku Inwestycyjnym (EBI) <sup>(18)</sup>. W odniesieniu do aktywów wytwórczych opartych na OZE właściwych wytycznych dostarczają zasady analizy kosztów i korzyści dotyczącej projektów transgranicznych w dziedzinie energii odnawialnej realizowanych w ramach instrumentu „Łącząc Europę”, w których zaleca się stosowanie kompleksowego, lecz nieprzesadnie złożonego zestawu wskaźników <sup>(19)</sup>. W odniesieniu do projektów rozwoju sieci i projektów inwestycyjnych najistotniejszym źródłem jest metodyka analizy kosztów i korzyści obejmująca cały system energetyczny, stosowana w przypadku projektów inwestycyjnych dotyczących sieci zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2022/869 (rozporządzenie TEN-E) <sup>(20)</sup>. Na podstawie tej metodyki ENTSO-E przeprowadza analizę kosztów i korzyści przy opracowywaniu dziesięcioletniego planu rozwoju sieci. W odniesieniu do transgranicznej infrastruktury elektroenergetycznej jako punkt wyjścia stosuje się ustaloną metodykę analizy kosztów i korzyści opracowaną przez ENTSO-E i zatwierdzoną przez Komisję Europejską.

### Wskaźniki analizy kosztów i korzyści dla aktywów wytwórczych

Mając na względzie utrzymanie kosztów transakcyjnych na jak najniższym poziomie, przy przeprowadzaniu analizy kosztów i korzyści współpracujące strony skupiają się na najbardziej znaczących kategoriach kosztów i korzyści bezpośrednich i pośrednich wynikających z ich potencjalnej współpracy. Chociaż istnieją pewne wskaźniki, które uwzględnia się praktycznie w każdej analizie kosztów i korzyści, np. koszty produkcji energii, państwa członkowskie mają pewną swobodę w zakresie wspólnego uzgadniania kategorii kosztów i korzyści, które chcą uwzględnić. Zasadniczo im bardziej zaawansowany jest proces planowania, tym bardziej kompleksowa jest analiza kosztów i korzyści oraz tym bardziej złożony wykaz rozważanych wskaźników. Ogólnie zaleca się, aby współpracujące strony zaczęły od prostej i mniej kompleksowej analizy kosztów i korzyści, którą następnie można stopniowo rozszerzać o dalsze wskaźniki w miarę postępów w realizacji procesu.

Generalnie w miarę przechodzenia od „prostej współpracy” do bardziej złożonych form, np. projektów łączących infrastrukturę i aktywa wytwórcze, podejście polegające na ocenie kosztów i korzyści współpracy stanie się również bardziej złożone i obejmie dodatkowe i odmienne wskaźniki.

Kosztów wsparcia nie należy uwzględniać w analizie kosztów i korzyści, ponieważ stanowią one transfer społeczny netto, jednak już na etapie analizy kosztów i korzyści zdecydowanie zaleca się ich ilościowe oszacowanie <sup>(21)</sup>.

### Ograniczenia analizy kosztów i korzyści

Chociaż analiza kosztów i korzyści jest niezbędna do podjęcia decyzji, czy realizować projekt oparty na współpracy, należy zauważyć, że ma ona pewne istotne ograniczenia, o których muszą pamiętać współpracujące strony. Jak wskazano powyżej, w analizie kosztów i korzyści należy zachować równowagę między zmniejszeniem złożoności i kosztów transakcyjnych do rozsądnego poziomu, przy jednoczesnym dążeniu do uwzględnienia wszystkich istotnych czynników. Może to stanowić wyzwanie, zwłaszcza jeśli projekt jest jeszcze na wczesnym etapie. W związku z tym niezbędne staje się stosowanie założeń i osądów dotyczących wartości.

Ponadto na podstawie analizy kosztów i korzyści nie można wyciągnąć wniosków na temat skutków projektu dla poszczególnych grup zainteresowanych stron. Pomimo dodatniej wartości bieżącej netto jest możliwe, a nawet prawdopodobne, że nie wszystkie podmioty, na które projekt wywołuje wpływ, odniosą korzyści z wdrożenia projektu. Jest to szczególnie ważne w kontekście następnego etapu, jakim jest podział kosztów i korzyści.

## 4 Podejścia do podziału kosztów i korzyści

Projekty transgraniczne oparte na współpracy zazwyczaj wiążą się z unikalną strukturą kosztów i korzyści, które są rozłożone asymetrycznie. Stosując podejście oparte na analizie kosztów i korzyści, współpracujące strony mogą określić, czy dany projekt jest korzystny ze społecznego punktu widzenia, a zatem czy – co do zasady – warto go realizować. Analizy kosztów i korzyści nie dają jednak wskazówek odnośnie do efektów dystrybucyjnych między zaangażowanymi państwami, a także między poszczególnymi zainteresowanymi stronami.

<sup>(17)</sup> Zob. [https://ec.europa.eu/regional\\_policy/en/information/publications/guides/2014/guide-to-cost-benefit-analysis-of-investment-projects-for-cohesion-policy-2014-2020](https://ec.europa.eu/regional_policy/en/information/publications/guides/2014/guide-to-cost-benefit-analysis-of-investment-projects-for-cohesion-policy-2014-2020).

<sup>(18)</sup> „The Economic Appraisal of Investment Projects at the EIB. Version March 2013 – Under review” [Ekonomiczna ocena projektów inwestycyjnych w EBI. Wersja z marca 2013 r. – w trakcie przeglądu], dokument dostępny pod adresem [https://www.eib.org/attachments/thematic/economic\\_appraisal\\_of\\_investment\\_projects\\_en.pdf](https://www.eib.org/attachments/thematic/economic_appraisal_of_investment_projects_en.pdf)

<sup>(19)</sup> „Methodologies for assessing the contribution of cross-border projects to the general criteria and for producing the cost-benefit analysis specified in Part IV of the Annex to the Regulation (EU) 2021/1153 establishing the Connecting Europe Facility” [Metody oceny wkładu projektów transgranicznych w ogólne kryteria oraz przeprowadzania analizy kosztów i korzyści określonej w części IV załącznika do rozporządzenia (UE) 2021/1153 ustanawiającego instrument „Łącząc Europę”], dokument dostępny pod adresem: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021SC0429&qid=1564520971474>

<sup>(20)</sup> Zob. <https://tyndp.entsoe.eu/cba>

<sup>(21)</sup> Jeżeli do realizacji projektu w dziedzinie energii odnawialnej konieczna jest pomoc państwa, analiza luk w finansowaniu przeprowadzona zgodnie z wytycznymi w sprawie pomocy państwa na cele związane z klimatem, energią i ochroną środowiska powinna być spójna z głównymi założeniami analizy kosztów i korzyści.

Wykorzystanie mechanizmów współpracy przynosi korzyści takie jak obniżenie docelowych kosztów przestrzegania przepisów. Niemniej jednak korzyści te mogą rozkładać się nierównomiernie między zainteresowanymi państwami członkowskimi. Powoduje to zasadniczo problem z podziałem korzyści, a rozwiązanie go w taki sposób, aby wszystkie zaangażowane państwa członkowskie mogły czerpać korzyści ze współpracy i aby podział korzyści był postrzegany przez strony współpracujące jako sprawiedliwy, odzwierciedlający wkład każdej z nich, jest wyzwaniem. Ponieważ nie istnieje centralny rynek dla tego podziału, współpracujące strony muszą wynegocjować metodę podziału kosztów lub przyjąć mechanizm podziału korzyści zgodnie z wcześniej uzgodnionymi kryteriami, zasadami lub wzorami.

Ogólnie rzecz biorąc, państwa współpracujące muszą odpowiedzieć sobie na dwa zasadnicze pytania. Po pierwsze, w ramach jakiego mechanizmu finansowego i po jakiej cenie państwo odbierające będzie miało udział w kosztach wsparcia projektu? Po drugie, czy i za pomocą jakiego mechanizmu państwo odbierające zrekompensuje państwu, w którym znajduje się instalacja, koszty poniesione na poziomie krajowym? Odpowiedź na oba te pytania mają bezpośredni wpływ na odnośny podział kosztów i korzyści, przy czym zazwyczaj jedna ze stron zapewnia drugiej stronie rekompensatę.

Podstawowa logika rekompensaty jest natomiast prosta: zainteresowane strony, które ponoszą koszty, ale nie czerpią (wystarczających) korzyści z projektu opartego na współpracy, powinny otrzymać odpowiednią rekompensatę. Do tej pory większość przypadków podziału kosztów lub rekompensaty ograniczała się do infrastruktury sieciowej, w przypadku której dostępne są zalecenia i wytyczne Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) <sup>(22)</sup>, natomiast podział korzyści i kosztów związanych z aktywami wytwórczymi opierano na selektywnym i pragmatycznym podejściu do określenia głównych kosztów i korzyści do uwzględnienia. Najważniejszymi elementami, które bierze się zazwyczaj pod uwagę, są koszty wsparcia i statystyki OZE na szczeblu państw członkowskich. Wynikająca z tego rekompensata jest następnie uzgadniana w drodze negocjacji z udziałem głównych zaangażowanych stron lub ich przedstawicieli.

### Zasady podziału kosztów i korzyści

**Nadrzędnymi zasadami decydującymi o podziale kosztów i korzyści powinny być: sprawiedliwość**, tj. żadna ze stron nie powinna czerpać nieproporcjonalnych korzyści/ponosić nieproporcjonalnych kosztów z powodu współpracy, co można osiągnąć dzięki zapewnieniu wszystkim stronom rekompensaty proporcjonalnej do ich wkładu; **praktyczność**, tj. zmniejszenie złożoności, a tym samym kosztów transakcyjnych do rozsądnej wysokości poprzez ograniczenie liczby stron oraz kategorii kosztów i korzyści do tych najbardziej istotnych, a także **odzwierciedlenie rzeczywistych kosztów i korzyści** (i uzgodnienie ewentualnych ustaleń odbiegających od tych zasad dopiero na późniejszym etapie).

Najlepiej byłoby, gdyby oprócz uwzględnienia trzech wyżej wymienionych zasad zainteresowane strony przyjęły perspektywę długoterminową i poddały ocenie nie tylko krótkoterminowe, ale również długoterminowe wyniki współpracy.

### Zainteresowane strony

Zasadniczo ogólny impuls do realizacji projektów opartych na współpracy pochodzi od rządów. Będą one zatem ostatecznie chciały osiągnąć ogólne korzyści netto ze współpracy (w tym wszystkich składników aktywów). W przypadku większości projektów transgranicznych opartych na współpracy można również założyć, że najwyższe koszty ponoszą i większość korzyści otrzymują państwa członkowskie lub państwa trzecie. Są one zatem naturalnymi uczestnikami negocjacji i będą domyślnie reprezentować zainteresowane strony.

Chociaż projekt oparty na współpracy może mieć wpływ na większą liczbę zainteresowanych stron, jest prawdopodobne, że znaczący wpływ dotyczyć będzie jedynie kilku z nich. Najważniejszymi zainteresowanymi stronami, na które projekty oparte na współpracy mają wpływ, są państwa członkowskie/państwa trzecie (reprezentujące swoich obywateli, tj. odbiorców energii elektrycznej), realizatorzy projektów dotyczących aktywów wytwórczych, OSP lub inni projektodawcy w dziedzinie projektów infrastrukturalnych (np. w przypadku projektów hybrydowych, a czasami w przypadku projektów morskich obejmujących infrastrukturę radiálną) oraz krajowe organy regulacyjne. Zaleca się również aktywne i wczesne angażowanie społeczeństwa obywatelskiego w przygotowanie projektów opartych na współpracy.

<sup>(22)</sup> Jeśli chodzi o infrastrukturę, w czwartym sprawozdaniu monitorującym dotyczącym decyzji w zakresie transgranicznej alokacji kosztów opublikowanym przez ACER wskazano, że w ramach większości transeuropejskich projektów energetycznych obejmujących infrastrukturę transgraniczną wybiera się „tradycyjne” podejścia do alokacji kosztów. Realizacja większości projektów lądowych przebiega zgodnie z tzw. zasadą terytorialności, według której każde państwo ponosi koszty związane z realizacją projektu na swoim terytorium, niezależnie od korzyści, jakie projekt może przynieść w poszczególnych krajach, podczas gdy w przypadku projektów morskich dominuje zasada równego podziału kosztów. Takie podejście może okazać się nieskuteczne w przypadkach takich jak nowe morskie sieci oczkowe, które mogą mieć wpływ na większą liczbę stron.

Aby uprościć negocjacje i utrzymać niskie koszty transakcyjne, współpracujące strony powinny jednak zadbać o to, aby liczba stron zaangażowanych w faktyczne negocjacje była jak najmniejsza, zwłaszcza w przypadku mniej złożonych projektów. Udział w negocjacjach powinni zazwyczaj brać przedstawiciele rządów krajowych. Inne krajowe zainteresowane strony można włączyć do negocjacji bezpośrednio lub zapewnić ich udział w równoległych procesach na szczeblu krajowym.

Można na przykład przewidzieć udział innych zainteresowanych stron, jeżeli osiągną one określony próg, np. ponoszą pewien odsetek całkowitych kosztów netto. W niektórych przypadkach projekt oparty na współpracy może mieć wpływ na zainteresowane strony w państwach trzecich i może wymagać ich uwzględnienia w procesie.

### **Kwestie do uwzględnienia w kontekście podziału kosztów wsparcia i statystyk OZE**

Strony współpracujące będą musiały ostatecznie uzgodnić mechanizm podziału korzyści płynących ze współpracy. Modele podziału kosztów i korzyści będą się różnić głównie w zależności od tego, w jaki sposób strony traktują koszty wsparcia.

W przypadku większości form współpracy koszty wsparcia zostaną rozdzielone między państwo odbierające lub państwo wnoszące wkład oraz państwo, w którym znajduje się instalacja, jednak mogą również wystąpić sytuacje, w których koszty wsparcia poniesie jednostronnie państwo wnoszące wkład. Jeżeli państwo, w którym znajduje się instalacja, jest zainteresowane zatrzymaniem części statystyk OZE, aby wykonać swój cel, państwo, w którym znajduje się instalacja, oraz państwo wnoszące wkład mogą uzgodnić, że każde z nich będzie wносить wkład na pokrycie kosztów wsparcia. Aby zrekompensować państwu, w którym znajduje się instalacja, wszelkie koszty poniesione lokalnie, np. koszty integracji systemów, otrzymane przez nie udziały OZE musiałyby przewyższać udział tego państwa w kosztach wsparcia. Z drugiej strony można wziąć pod uwagę również lokalne korzyści, na przykład w zakresie bezpieczeństwa dostaw.

#### *Podjęcie proporcjonalne*

Zakres, w jakim strona wnosząca wkład pokrywa płatności w ramach wsparcia, stanowi następnie podstawę określenia udziału w przekazywanych statystykach OZE. Zgodnie z tym podejściem proporcjonalnym państwo członkowskie, które pokrywa połowę kosztów wsparcia, otrzymałoby również połowę docelowych statystyk OZE. Podział ten mógłby zostać skorygowany w przypadku istnienia innych wskaźników kosztów lub korzyści uznanych przez współpracujące strony za istotne.

#### *Podjęcie oparte na stałej premii transferowej*

Ewentualnie państwa współpracujące mogą uznać za bardziej dogodnie uzgodnienie ceny transferu. Oznaczałoby to, że państwo członkowskie, w którym znajduje się instalacja, doliczałoby stałą premię za przekazaną jednostkę statystyczną energii odnawialnej, np. EUR za kWh, aby odzyskać swoje koszty (pośrednie). Koszt premii musiałoby ponieść albo odbierające państwo członkowskie, albo bezpośrednio realizator projektu; ponadto mogłaby ona być powiązana z konkretną technologią.

### **Fizyczny a wirtualny przesył energii elektrycznej w ramach projektów opartych na współpracy**

Projekty oparte na współpracy można również podzielić na takie, które wymagają fizycznego przesyłu wytworzonej energii elektrycznej, oraz takie, które tego nie wymagają. Zwłaszcza państwa, które chciałyby zwiększyć swoje długoterminowe bezpieczeństwo energetyczne, mogą uznać fizyczny przesył energii za atrakcyjne rozwiązanie. Ponadto może to zwiększyć poparcie społeczne dla projektu opartego na współpracy w państwie odbierającym i sprawić, że projekt stanie się bardziej „materialny”. Fizyczny przesył nie będzie jednak zawsze możliwy, ponieważ wiąże się ze szczególnymi wyzwaniami technicznymi, wymagającymi odpowiedniej infrastruktury połączeń wzajemnych i infrastruktury sieciowej między państwami współpracującymi. Spełnienie wymogu fizycznego przesyłu energii elektrycznej może okazać się skomplikowane, gdy państwa współpracujące nie są sąsiadami, ponieważ do projektu i negocjacji w sprawie współpracy trzeba będzie włączyć inne kraje. Dla wielu państw łatwiejszym rozwiązaniem jest zatem brak wymogu fizycznego przesyłu energii elektrycznej. Innym argumentem przemawiającym za brakiem wymogu fizycznego przesyłu jest fakt, że europejskie rynki energii elektrycznej stają się coraz bardziej ze sobą powiązane za sprawą łączenia rynków. Zgodnie z tą logiką fizyczny przesył może kolidować z zasadami wewnętrznego rynku energii elektrycznej, tj. najbardziej efektywnym wykorzystaniem transgranicznych zdolności przesyłowych. Jeśli chodzi o wspólne projekty z państwami trzecimi, należy zauważyć, że w art. 11 dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii wymaga się wystarczającej mocy połączeń międzysystemowych, aby wytworzona energia elektryczna mogła zostać uznana na poczet udziału energii odnawialnej państwa członkowskiego <sup>(23)</sup>.

### **Warunki brzegowe**

Istnieje szereg czynników, które mają znaczący wpływ na przydział kosztów i korzyści w projektach opartych na współpracy w dziedzinie OZE i które należy wziąć pod uwagę. Należy określić wszelkie warunki brzegowe, które mają wpływ na funkcjonowanie projektu i jego włączenie do szerszego systemu energetycznego, ponieważ będą one miały wpływ na wskaźniki kosztów i korzyści.

<sup>(23)</sup> Zob. w szczególności warunki określone w art. 11 ust. 2 lit. a) i c) dyrektywy (UE) 2018/2001.

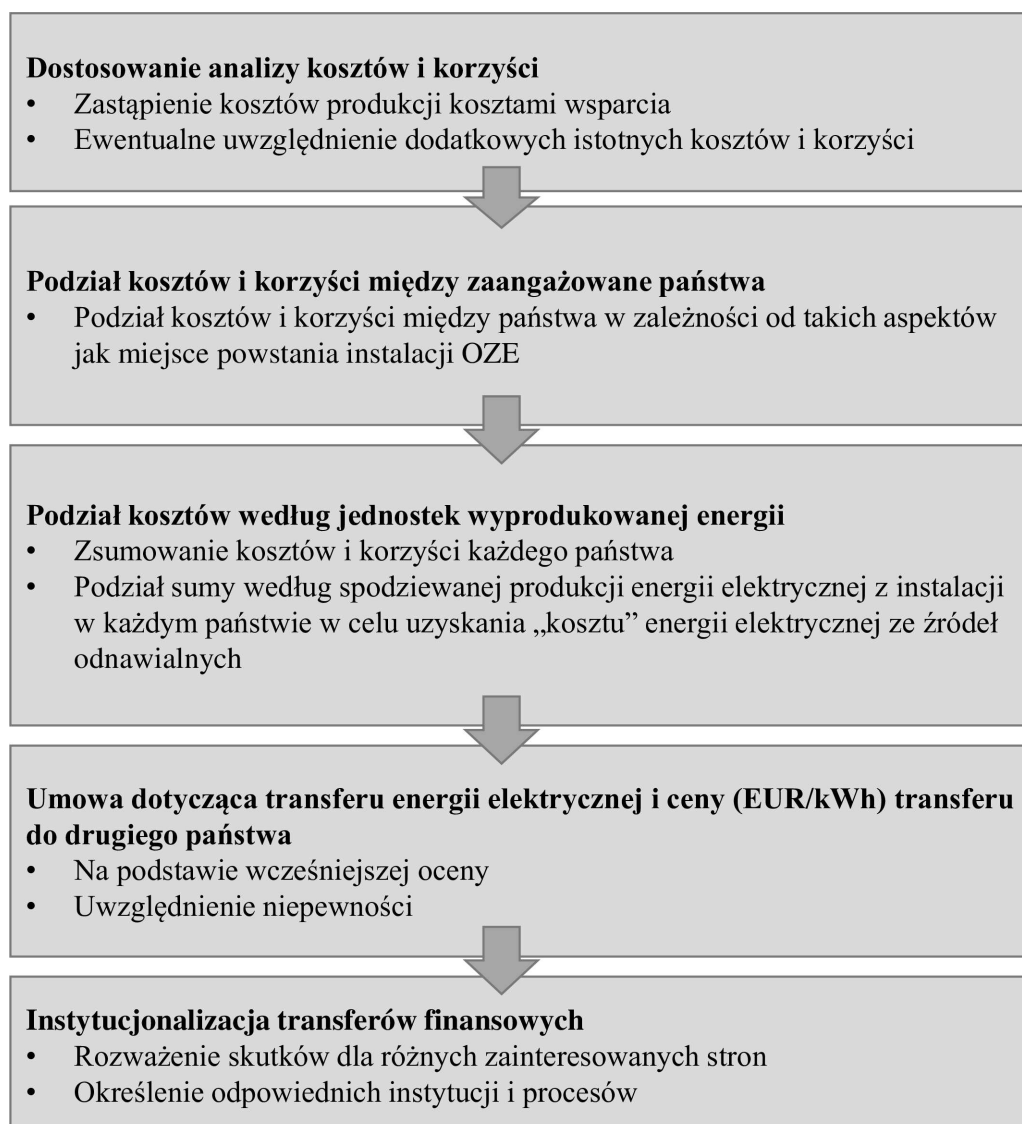
**Mechanizm współpracy i płatności w ramach wsparcia:** Oprócz wybranego mechanizmu współpracy jedną z najważniejszych kwestii jest potencjalny koszt płatności w ramach wsparcia. Chociaż z perspektywy społecznej koszty wsparcia można pominąć, ponieważ stanowią zwykły transfer między stronami (np. od rządu do realizatora projektu), wymagają one jednak uwzględnienia, jeżeli planuje się przeniesienie udziałów OZE.

**Wybór miejsca i zasady przyłączenia do sieci:** Proces wyboru miejsca i zasady przyłączenia do sieci mają również istotny wpływ na wstępny przydział kosztów i korzyści oraz na potrzebę rekompensaty, ponieważ związane z tym koszty albo poniosą OSP i znajdują one odzwierciedlenie w taryfach sieciowych, albo zostaną uwzględnione w ofercie na aukcji i będą finansowane w ramach systemu wsparcia, a zatem w rezultacie przez podatników. Ma to wpływ na to, która strona musi otrzymać rekompensatę.

**Rodzaj płatności w ramach wsparcia:** W zależności od rodzaju płatności w ramach wsparcia, tj. premii stałej, premii zmiennej, koszty wsparcia OZE są jasne od początku lub będą zależeć od zmian cen na rynku energii elektrycznej w państwie, w którym znajduje się instalacja, lub w państwach uzgodnionych przez współpracujące strony. Płatności mogą również różnić się między pojedynczymi instalacjami objętymi wspólnym projektem, jeżeli przyznawano różne stawki wsparcia. Różnice te należy uwzględnić przy dokonywaniu przydziału wartości odnoszących się do konkretnych statystyk OZE.

### Praktyczna realizacja podziału kosztów i korzyści

Na rys. 1 przedstawiono przegląd konkretnych działań służących wdrożeniu podziału kosztów i korzyści w odniesieniu do projektów opartych na współpracy zorientowanych na aktywa wytórcze. Działania te wyjaśniono szczegółowo w kolejnych sekcjach.



## Rysunek 1

**Etapy podziału kosztów i korzyści w odniesieniu do aktywów wytwórczych****Etap 1: Przegląd pierwotnej analizy kosztów i korzyści**

Szczegółowa analiza kosztów i korzyści społecznych jest warunkiem wstępnym podziału kosztów i korzyści między państwa członkowskie i inne strony. Może być ona jednak niewystarczająca jako podstawa do negocjowania ich przydziału. W związku z tym konieczne będzie poddanie przeprowadzonej analizy kosztów i korzyści przeglądowi i jej rozszerzenie. Państwa współpracujące jako punkt wyjścia przyjmują wykaz kosztów i korzyści określonych w analizie kosztów i korzyści i doliczają koszty wsparcia. Będą musiały rozważyć, czy uwzględnić dodatkowe wskaźniki kosztów i korzyści, które będą mieć wpływ na wstępny przydział kosztów i korzyści na każdą zainteresowaną stronę.

Podział kosztów i korzyści powinien w jak największym stopniu opierać się na analizie kosztów i korzyści oraz utrzymać główne warunki brzegowe w celu zachowania spójności ze stwierdzonymi głównymi skutkami. Ze względów technicznych lub regulacyjnych oraz z uwagi na szczegółową strukturę projektu koszty i korzyści zostaną początkowo przypisane jednej lub drugiej stronie. Te koszty i korzyści netto w podziale na zainteresowane strony określone w analizie kosztów i korzyści posłużą jako punkt wyjścia do wszelkich dalszych rozważań. Po uzyskaniu oglądu wstępnego podziału kosztów i korzyści konieczne będzie uzgodnienie skoordynowanego podejścia do ich podziału między wszystkie zainteresowane strony, przy czym każde państwo współpracujące będzie dysponować swobodą w zakresie podziału kosztów krajowych zgodnie ze specyfiką krajową.

W poniższej tabeli przedstawiono wskaźniki kosztów i korzyści, zainteresowane strony oraz możliwy sposób dostosowania lub uwzględnienia tych wskaźników przy przechodzeniu od analizy kosztów i korzyści do podziału kosztów i korzyści. Najprostsze podejście polega na przyjęciu za punkt wyjścia pierwotnej analizy kosztów i korzyści i po prostu zastąpieniu kosztów produkcji kosztami wsparcia.

Wskaźnik kosztów i korzyści	Strona, której to dotyczy	Skutki
Wydatki kapitałowe i koszty operacyjne związane z produkcją energii	Realizatorzy projektów związanych z aktywami wytwórczymi	Wydatki kapitałowe/koszty operacyjne związane z produkcją energii są początkowo ponoszone przez realizatora projektu związanego z aktywami wytwórczymi i zazwyczaj refinansowane z przychodów z rynku lub płatności w ramach systemów wsparcia.
Przychody z rynku	Realizatorzy projektów związanych z aktywami wytwórczymi	W zależności od organizacji rynku realizator projektu będzie uzyskiwał przychody z rynku energii elektrycznej.
Płatności w ramach wsparcia	Państwa/realizatorzy projektów związanych z aktywami wytwórczymi	Instalacje wytwarzające energię ze źródeł odnawialnych zazwyczaj otrzymują płatności w ramach wsparcia. Co do zasady zastosowanie ma system finansowania państwa, w którym znajduje się instalacja. Ewentualny podział płatności w ramach wsparcia między państwami nie jest efektem redystrybucji wynikającym z warunków rynkowych, lecz skutkiem podstawowej decyzji podjętej w ramach podejścia opartego na współpracy.
Osiągnięcie celu w zakresie OZE	Państwa członkowskie	W pierwszej kolejności osiągnięte cele w zakresie OZE przydziela się państwu członkowskiemu, w którym znajduje się instalacja. Podobnie jak w przypadku płatności w ramach wsparcia, przydział celów w zakresie OZE w formie statystyk OZE będzie wynikiem negocjacji między państwami członkowskimi.
Wpływ na ceny energii elektrycznej (hurtowa cena rynkowa)	Państwa	Projekty oparte na współpracy mogą mieć wpływ na ceny energii elektrycznej w danych obszarach rynkowych. To z kolei oddziałuje na ceny energii elektrycznej dla odbiorców. Chociaż jest mało prawdopodobne, aby skutki te zostały zrekompensowane, może to znaleźć odzwierciedlenie w koncepcji politycznej dotyczącej projektu opartego na współpracy.
Emisje dwutlenku węgla i inne emisje	Państwa	Zmiany poziomów emisji dwutlenku węgla i innych emisji wynikające z projektu opartego na współpracy.
Wykorzystanie potencjału OZE	Państwa	Państwo, w którym znajduje się instalacja objęta współpracą, może mieć mniejszy potencjał pod względem osiągnięcia celu krajowego.

Odroczenie inwestycji w dodatkową zdolność produkcyjną opartą na OZE	Państwa	Przełożenie innych (krajowych) projektów ze względu na przystąpienie do projektu opartego na współpracy.
Dodatkowe skutki	Państwa	Mogą wystąpić inne skutki, takie jak wpływ na rynek pracy, wpływ na środowisko, wpływ na innowacje itp. W zależności od ich charakteru te dodatkowe skutki mogą być trudne do oszacowania, ale mogą odgrywać rolę w negocjacjach politycznych.
Wydatki kapitałowe i koszty operacyjne związane z infrastrukturą	Operatorzy systemów przesyłowych	W większości przypadków OSP są odpowiedzialni za prefinansowanie aktywów związanych z infrastrukturą, w tym za przyłączenie do sieci lądowej i wzmocnienie tej sieci. Wydatki kapitałowe/koszty operacyjne obejmują koszty połączeń wzajemnych i potencjalnie koszty przyłączenia do sieci. Początkowo przydzielone jednemu lub kilku OSP, są one następnie refinansowane z opłat z tytułu alokacji zdolności przesyłowych i opłat sieciowych w odpowiednich obszarach rynkowych/krajach.
Opłaty z tytułu alokacji zdolności przesyłowych	Operator systemu przesyłowego	W zależności od organizacji rynku mogą powstać zyski w formie opłat z tytułu alokacji zdolności przesyłowych.
Dodatkowe redysponowanie lub rezerwy dostępne do redysponowania	Operator systemu przesyłowego	W wyniku projektu opartego na współpracy OSP mogą zwiększyć lub zmniejszyć redysponowanie. OSP odzyskują koszty redysponowania za pośrednictwem taryf sieciowych.
Dodatkowe skutki, takie jak wpływ na elastyczność systemu lub odroczenie inwestycji w infrastrukturę	Operator systemu przesyłowego	Pozytywny lub negatywny wpływ na elastyczność systemu lub skutki takie jak odroczenie wzmocnień infrastruktury.

Aby uprościć negocjacje w sprawie podziału kosztów i korzyści, negocjujące strony powinny starać się utrzymać liczbę wskaźników do uwzględnienia przy podziale kosztów i korzyści na racjonalnym poziomie. Najważniejszymi wskaźnikami dla państw współpracujących są koszty wsparcia oraz statystyki OZE. Współpracujące strony mogą zgodnie ze swoim uznaniem uwzględnić dalsze skutki lub uczynić je przedmiotem negocjacji, jeżeli spodziewają się, że skutki te będą znaczące (w tym z perspektywy politycznej).

## Etap 2: Podział kosztów i korzyści między zaangażowane państwa

W ramach kolejnego etapu państwa współpracujące przystąpią do podziału między siebie wszystkich kosztów i korzyści, w tym kosztów wsparcia, zgodnie z wynikami analizy kosztów i korzyści oraz przede wszystkim w zależności od miejsca realizacji/lokalizacji instalacji OZE (przy czym państwo, w którym znajduje się instalacja, bierze na siebie większość skutków pośrednich). Należy zauważyć, że inne państwa niż państwo, w którym znajduje się instalacja, oraz państwo odbierające również mogą odczuć pewne skutki, np. z powodu problemów związanych z ograniczeniami przesyłowymi. W takich przypadkach porozumienie w sprawie podziału kosztów i korzyści można rozszerzyć na te państwa.

Na rodzaj zasady przydziału duży wpływ ma wybór systemu wsparcia. Państwa współpracujące mogą uzgodnić utworzenie wspólnego funduszu/programu lub rozszerzenie krajowych systemów wsparcia jednego z państw współpracujących na potrzeby zarządzania przepływami płatności w ramach wsparcia do projektu opartego na współpracy i wprowadzić cenę transferu jako sposób rekompensaty. W przypadku wspólnego systemu wsparcia naturalnym rozwiązaniem dla państw współpracujących jest utworzenie wspólnego funduszu. W odniesieniu do transferów statystycznych i wspólnych projektów istnieje natomiast silniejsza tendencja do stosowania rekompensaty z wykorzystaniem cen transferu. Rządy będą musiały ostatecznie uzgodnić, czy należy najpierw przydzielić wszystkie nowe instalacje jednemu państwu, czy też dokonać ich „przydziału” zgodnie z tym, które państwo ponosi koszty wsparcia. Dodatkowa trudność pojawia się w przypadku, gdy nie podjęto jeszcze decyzji o ostatecznej lokalizacji instalacji – w takiej sytuacji ostateczny przydział może zostać ustalony dopiero po przeprowadzeniu postępowania przetargowego. W każdym razie zaleca się, aby rządy uzgodniły ogólne warunki przydziału *ex ante* i dokonały korekty *ex post*.

### **Etap 3: Podział kosztów według jednostek wyprodukowanej energii**

Opierając się na analizie kosztów i korzyści, w której określono prognozowaną całkowitą produkcję energii (w GWh), państwa współpracujące przystępują do podziału kosztów według jednostek wyprodukowanej energii. W pierwszej kolejności sumują one wszystkie koszty i korzyści każdej ze współpracujących stron, dzięki czemu uzyskują całkowitą korzyść/całkowity koszt netto w podziale na państwa. Kolejnym krokiem jest podział tej sumy według prognozowanej produkcji energii elektrycznej z instalacji w każdym państwie w celu uzyskania „kosztu” na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Państwa współpracujące mogą przyjąć średnie koszty na instalację.

### **Etap 4: Umowa dotycząca transferu statystyk OZE do drugiego państwa i ceny transferu (EUR/kWh)**

Na kolejnym etapie państwa członkowskie powinny ustalić ilość objętej transferem energii elektrycznej i cenę za transferowany kWh. Transfer może odbywać się fizycznie lub wyłącznie w sposób wirtualny, za pośrednictwem statystyk OZE. Cenę transferu oblicza się na podstawie całkowitej prognozowanej ilości wyprodukowanej energii elektrycznej. Choć obliczenie ceny transferu stanowi dobrą wskazówkę co do właściwej kwoty, państwa współpracujące dysponują pewnym polem do negocjacji ze względu na oszczędności kosztów netto wynikające ze współpracy.

Państwa członkowskie uczestniczące w transferze statystycznym mogą uzgodnić stosowanie różnych rodzajów kontraktów, takich jak kontrakty na rynku kasowym *ex post*, kontrakty na rynku kasowym *ex ante* lub opcje. Możliwe są również połączenia tych rodzajów kontraktów, co może służyć ograniczeniu ryzyka dla obu stron. W ramach negocjacji należy ustalić cenę jednostkową, przyjmując za punkt wyjścia krajowe referencyjne ceny wsparcia dla poszczególnych technologii produkcji energii odnawialnej oraz uwzględniając koszty transakcyjne, a także potencjalne koszty wzmocnienia sieci. Odniesienie należy do korzyści pośrednie państwa, w którym znajduje się instalacja.

Należy przy tym pamiętać, że analiza *ex ante* projektów transgranicznych opartych na współpracy będzie się zawsze charakteryzować pewnym niemożliwym do wyeliminowania stopniem niepewności. Strony mogą zmniejszać tę niepewność na różne sposoby, np. w drodze analizy wrażliwości i kontroli wiarygodności. W mniej złożonych przypadkach współpracy projektodawcy mogą po prostu zaakceptować niepewność i wynikające z niej różnice w kosztach i korzyściach oraz negocjować wkład *ex ante* z uwzględnieniem perspektywy politycznej. W bardziej złożonych i zawiłych przypadkach współpracy zaleca się jednak włączenie do umowy o współpracy klauzuli przeglądowej, z której skorzystać może jedna lub druga strona w celu renegotjacji podziału kosztów i korzyści w przypadku znacznych odchyień. Klauzula tego rodzaju może być uruchamiana na przykład wówczas, gdy odchylenia osiągną uzgodniony próg. Trzecia możliwość polega na określeniu zasad podziału rekompensaty, które mogłyby na przykład zależeć od rzeczywistych niezbędnych kosztów wsparcia ustalonych *ex post*.

### **Etap 5: Instytucjonalizacja transferów finansowych**

Ponadto współpracujące strony muszą uzgodnić sposób realizacji transferów finansowych. Pod względem „waluty” rekompensata może przybrać formę płatności pieniężnych albo transferu statystyk OZE. Podczas gdy rekompensata między OSP odbywa się zazwyczaj w formie płatności pieniężnych, państwa mogą wybrać rekompensatę w środkach pieniężnych, transfery statystyczne lub połączenie obu tych metod.

Chociaż ustanowienie wspólnego funduszu płatności w ramach wsparcia jest kosztowne, może przyczynić się do podziału ryzyka między państwami uczestniczącymi, a tym samym do zmniejszenia indywidualnego ryzyka, na jakie narażone jest każde z tych państw, i może być korzystne z punktu widzenia usprawnienia procedur, zwłaszcza w przypadku gdy współpraca obejmuje więcej niż dwie strony i w przypadku kolejnych projektów opartych na współpracy o podobnych parametrach. W przypadku utworzenia wspólnego funduszu wnoszone na jego poczet płatności powinny być proporcjonalne do podziału kwoty celu w zakresie OZE oraz podziału kosztów i korzyści. W każdym razie korzystnym rozwiązaniem może się okazać wyznaczenie pojedynczych punktów kontaktowych na potrzeby takich transferów.

## **Przykłady współpracy**

### **Przykład 1: Transfer statystyczny**

Rozważmy dwa państwa członkowskie (państwo członkowskie A i państwo członkowskie B), które uzgodniły stosowanie mechanizmu transferu statystycznego. Przewiduje się, że państwo członkowskie A (państwo sprzedające) będzie miało nadwyżkę energii ze źródeł odnawialnych z powodu dużego potencjału pod względem energii wodnej i lądowej energii wiatrowej i chciałoby sprzedać spodziewaną nadmiarową ilość. Jego głównym celem jest zatem uzyskanie środków na pokrycie kosztów lokalnej produkcji OZE oraz zmniejszenie obciążenia krajowych konsumentów energii elektrycznej. Istnieje krajowa podstawa prawna do stosowania transferów statystycznych – byłby to pierwszy raz, kiedy rzeczywiście by ją zastosowano. Państwo członkowskie B (odbiorca) nie jest w stanie osiągnąć celów krajowych wyłącznie przy wykorzystaniu zasobów własnych i uwzględniło stosowanie transferów statystycznych w ustawodawstwie krajowym i głównych dokumentach strategicznych, przewidując, że będzie musiało skorzystać z tych transferów, aby osiągnąć krajowe cele w zakresie OZE.

Chcąc zwiększyć bezpieczeństwo planowania, oba państwa członkowskie opowiadają się za ustaleniem ceny transferu *ex ante*, a także za ustaleniem minimalnej ilości energii ze źródeł odnawialnych, która ma być przedmiotem handlu. Państwo członkowskie A jest skłonne zawrzeć tę umowę, ponieważ jest na dobrej drodze, aby znacznie przekroczyć swój krajowy cel w zakresie OZE, i jest pewne, że osiągnie nadwyżkę OZE.

Jeżeli chodzi o podział kosztów i korzyści, to głównymi kosztami, które należy wziąć pod uwagę, są koszty wsparcia. Poziom kosztów wsparcia, który należy uwzględnić, zależy od tego, czy stosuje się koszty średnie czy krańcowe oraz od wykorzystywanych technologii referencyjnych.

Do tego dochodzą również koszty transakcyjne wynikające ze współpracy. Ponieważ można przypuszczać, że będą one stosunkowo niskie i równo podzielone między państwa członkowskie A i B, mogą zostać pominięte przy podziale kosztów i korzyści. Odnosząc się do skutków pośrednich, państwo, w którym znajduje się instalacja, może odczuć szereg z nich, np. ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, koszty integracji systemów i bezpieczeństwo dostaw; można się jednak spierać, czy skutki te można przypisać mechanizmowi współpracy, ponieważ państwo członkowskie A odnotowało nadwyżkę OZE jeszcze przed przystąpieniem do transferu statystycznego z państwem członkowskim B. W związku z tym państwa członkowskie A i B zgadzają się na pominięcie tych skutków przy podziale kosztów i korzyści i koncentrują się jedynie na kosztach wsparcia.

Państwa członkowskie A i B będą musiały najpierw uzgodnić dolny i górny próg ceny transferu. Aby określić cenę minimalną na potrzeby negocjacji, państwo członkowskie A powinno uwzględnić krajowy poziom wsparcia na rzecz różnych technologii. Jeżeli osiągnięto porozumienie w sprawie przyjęcia danej technologii za podstawę transferu statystycznego, za właściwą należy wówczas uznać cenę wsparcia tej konkretnej technologii. W przypadku gdy nie osiągnięto takiego porozumienia, istnieje możliwość obliczenia średniej ceny wsparcia na rzecz OZE w państwie członkowskim A. Ta obliczona cena służyłaby wówczas jako cena minimalna. Co do górnego progu ceny jest on określany na podstawie ceny za wdrażanie OZE na poziomie lokalnym w państwie członkowskim B. Teoretycznie na maksymalną cenę, jaką państwo członkowskie B jest skłonne zapłacić, wpływa również cena transferu, jaką inne państwa członkowskie oferują za transfery statystyczne. Po uzgodnieniu teoretycznego korytarza cenowego współpracujące państwa członkowskie powinny przystąpić do negocjowania rzeczywistej ceny transferu, która prawdopodobnie będzie mieścić się w tym korytarzu. Będą one musiały wypracować kompromis, który zapewni dostatecznie wysokie przychody państwu członkowskiemu A i wystarczająco niską cenę państwu członkowskiemu B, a tym samym będzie korzystny dla obu stron.

## **Przykład 2: Wspólny projekt i transfer statystyczny dotyczący radialnie połączonej morskiej farmy wiatrowej (bez fizycznego transgranicznego transferu energii elektrycznej)**

Rozważmy trzy państwa członkowskie (państwo członkowskie A, państwo członkowskie B i państwo członkowskie C), które uzgodniły wspólny projekt na dużą skalę z wykorzystaniem odpowiedniego mechanizmu współpracy. Wspólny projekt polega na budowie morskiej farmy wiatrowej, która zlokalizowana zostanie w wyłącznej strefie ekonomicznej państwa członkowskiego A (zwanego dalej „państwem, w którym znajduje się instalacja”), przy udziale państwa członkowskiego B (zwanego dalej „państwem odbierającym”), które wnosi wkład na pokrycie kosztów wsparcia. Ponadto państwo odbierające i państwo członkowskie C uzgadniają dodatkowy transfer statystyczny, odpowiadający 10 % korzyści z wyprodukowanej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w ramach wspólnego projektu po wynegocjowanej cenie. Państwo członkowskie C jest zainteresowane jedynie zakupem wcześniej określonej ilości statystyk OZE, aby szybciej osiągnąć swoje krajowe cele w zakresie OZE, nie ma jednak innego szczególnego interesu we wspólnym projekcie.

Państwo odbierające jest siłą napędową projektu i koordynuje zaangażowanie pozostałych stron. Projekt nie wymaga fizycznego importu energii elektrycznej i nie przewiduje połączenia wzajemnego, a farma wiatrowa będzie połączona radialnie z brzegiem państwa, w którym znajduje się instalacja. Współpracując w ramach tego wspólnego projektu, państwo, w którym znajduje się instalacja, oraz państwo odbierające oczekują, że ich ścieżka dochodzenia do celu w zakresie OZE w perspektywie 2030 r. i w latach kolejnych będzie realizowana w sposób bardziej opłacalny, przy jednoczesnym uzyskaniu dodatkowych korzyści gospodarczych, środowiskowych i społecznych w postaci tworzenia miejsc pracy i zwiększenia bezpieczeństwa dostaw.

Ponieważ zarówno państwo, w którym znajduje się instalacja, jak i odbierające państwo członkowskie chcą otrzymać statystyki OZE z projektu na poczet swoich celów krajowych, zgadzają się one wnieść wkład na poczet płatności w ramach wsparcia. Można założyć, że nie ustanowią one wspólnego systemu wsparcia, ale zamiast tego uzgodnią wykorzystanie swoich krajowych systemów już funkcjonujących w odniesieniu do morskiej energii wiatrowej, co oznacza, że każde państwo członkowskie będzie traktować morską farmę wiatrową tak, jakby była ona częścią jego systemu wsparcia energii ze źródeł odnawialnych. Projekt jest realizowany w ramach wspólnego zamówienia. Uzgodniono, że stosowana będzie cena referencyjna państwa członkowskiego, w którym znajduje się instalacja, tj. odbierające państwo członkowskie przyjmie cenę referencyjną państwa członkowskiego, w którym znajduje się instalacja, w swoim systemie wsparcia jako podstawę do określenia premii. Ze względu na pionierski charakter projektu zastosowano wyjątek w krajowym systemie wsparcia państwa odbierającego, który w normalnych warunkach nie dopuszczałby takiej możliwości.



Państwo członkowskie, w którym znajduje się instalacja, oraz odbierające państwo członkowskie zawierają umowę o współpracy dotyczącą wspólnego projektu. Porozumienie polityczne na wysokim szczeblu stanowi, że każdemu z tych państw zostanie przydzielona ilość statystyk OZE z projektu, która odpowiada ilości energii elektrycznej wspieranej przez to państwo. Ponieważ morska farma wiatrowa jest zlokalizowana w wyłącznej strefie ekonomicznej państwa, w którym znajduje się instalacja, to domyślnie zostaną jej przydzielone statystyki OZE, które następnie będą musiały być rozdzielone zgodnie z porozumieniem.

Państwo, w którym znajduje się instalacja, i państwo odbierające przeprowadzają analizę kosztów i korzyści, określając najbardziej istotne pozycje kosztów i korzyści oraz ich skutki. W swojej analizie kosztów i korzyści państwa te postanawiają skoncentrować się na kosztach produkcji energii, kosztach integracji systemów, emisji gazów cieplarnianych, zanieczyszczeniu powietrza i innych zanieczyszczeniach lokalnych, bezpieczeństwie dostaw oraz skutkach w zakresie innowacji. Aby określić skutki dla podziału kosztów i korzyści, uwzględniają i oceniają również koszty wsparcia, a także wpływ na statystyki OZE.

	<b>Państwo członkowskie A (państwo, w którym znajduje się instalacja)</b>	<b>Państwo członkowskie B (odbiorca)</b>	Państwo członkowskie C (transfer statystyczny)
Wyprodukowana energia ze źródeł odnawialnych	40 %	60 %	nd.
Statystyki OZE	40 %	50 %	10 %
Koszty wsparcia	40 %	60 %	nd.
Koszty integracji systemów <sup>(1)</sup>	100 %	nd.	nd.
Ograniczenia emisji gazów cieplarnianych	40 %	60 %	nd.
Zanieczyszczenie powietrza i inne zanieczyszczenia lokalne	40 %	60 %	nd.
Bezpieczeństwo dostaw	40 %	60 %	nd.

<sup>(1)</sup> Ponoszone przez OSP.

Dwie współpracujące strony zgadzają się na skoncentrowanie się na kosztach wsparcia, statystykach OZE oraz kosztach integracji systemów wyłącznie w celu podziału kosztów i korzyści oraz na pominięcie wszystkich innych elementów kosztów i korzyści.

W następnej kolejności państwo, w którym znajduje się instalacja, oraz państwo odbierające przystępują do sumowania wszystkich kosztów i korzyści każdego z nich, dzięki czemu uzyskują całkowitą korzyść/całkowity koszt netto każdego państwa członkowskiego. Ponieważ państwo, w którym znajduje się instalacja ponosi całość kosztów integracji systemów, ponosi ono koszt netto i domaga się uwzględnienia kosztów integracji systemów w cenie transferu.

Co do zasady przestrzeń do negocjacji ceny transferu zależy od względnego udziału współpracujących państw członkowskich w kosztach wsparcia. W zależności od tego, gdzie koszty wsparcia są wyższe – w odbierającym państwie członkowskim czy też państwie członkowskim, w którym znajduje się instalacja – jedno albo drugie państwo odniesie korzyść ze współpracy pod względem płatności w ramach wsparcia. Ogólnie rzecz ujmując, dolny próg ceny transferu wyznaczają dodatkowe koszty wsparcia ponoszone przez państwo członkowskie A albo B, a górny próg to całkowite oszczędności kosztów wsparcia.

Załóżmy, że koszty wsparcia konkretnych technologii są wyższe w odbierającym państwie członkowskim w porównaniu z państwem członkowskim, w którym znajduje się instalacja. Współpraca prowadzi zatem do oszczędności kosztów w odbierającym państwie członkowskim, natomiast koszty wsparcia w państwie członkowskim, w którym znajduje się instalacja, mogą wzrosnąć (w porównaniu z przypadkiem, gdy nie dochodzi do współpracy). Współpraca powoduje jednak oszczędność kosztów netto, ponieważ całkowite koszty wsparcia są niższe w przypadku istnienia współpracy w porównaniu z sytuacją, gdy współpracy nie ma. W omawianym przykładzie państwo członkowskie, w którym znajduje się instalacja, ponosi wyższe koszty wsparcia niż poniosłoby w przypadku braku współpracy, co skutkowałoby rekompensatą finansową w postaci transferu na rzecz państwa członkowskiego, w którym znajduje się instalacja. Poziom ceny transferu zostanie określony w drodze negocjacji, ale powinien być ustalony w taki sposób, aby stanowił wystarczającą zachętę dla obu państw do uznania współpracy za korzystną, tj. dla państwa członkowskiego, w którym znajduje się instalacja, poziom ten musi być co najmniej tak wysoki jak poniesione dodatkowe koszty wsparcia (a najlepiej wyższy), a dla odbierającego państwa członkowskiego musi być niższy niż całkowite oszczędności kosztów, jakie uzyska. Oczywiście państwa mogą kierować się również pozafinansowymi motywami współpracy, które mogą mieć wpływ na ich gotowość do zaakceptowania niższej/wyższej ceny transferu.

Przyjmując za punkt wyjścia całkowitą ilość potencjalnie wyprodukowanej energii ze źródeł odnawialnych i koszty poniesione przez oba państwa, obliczają one cenę transferu (EUR/kWh), w której uwzględniają także równy podział kosztów integracji systemów.

### Przykład 3: Wspólny projekt dotyczący instalacji fotowoltaicznych i fizycznego transferu energii elektrycznej

Rozważmy dwa państwa członkowskie (państwo członkowskie A i państwo członkowskie B), które uzgodniły wspólny projekt na dużą skalę z wykorzystaniem odpowiedniego mechanizmu współpracy. Wspólny projekt polega na budowie dużej naziemnej instalacji słonecznej znajdującej się w państwie członkowskim A (zwanym dalej: „państwem, w którym znajduje się instalacja”), przy czym państwo członkowskie B (zwane dalej „państwem odbierającym”) pokrywa koszty wsparcia. Państwo, w którym znajduje się instalacja, dysponuje dużą liczbą lokalizacji, w których można uruchomić instalacje fotowoltaiczne, oraz wysokim potencjałem pod względem energii słonecznej. Jest ono na dobrej drodze do przekroczenia własnych krajowych celów w zakresie OZE i jest zainteresowane współpracą z innymi państwami członkowskimi, aby wykorzystać swój nadmiarowy potencjał, jak również pobudzić lokalny rynek pracy. Z kolei państwo członkowskie B nie jest bliskie osiągnięcia swojego celu i jest zainteresowane wykorzystaniem mechanizmów współpracy do osiągnięcia swojego celu w zakresie OZE po niższych kosztach. Na szczeblu politycznym państwo to stworzyło już warunki wstępne do wykorzystania mechanizmów współpracy, zezwalając na udostępnienie krajowego, neutralnego technologicznie systemu wsparcia OZE dla projektów zagranicznych. Państwo członkowskie A nie jest zainteresowane zachowaniem dla siebie statystyk OZE związanych z projektem opartym na współpracy, co oznacza, że koszty wsparcia poniesie w całości państwo członkowskie B, które zintegruje instalację z własnym systemem krajowym.

Państwo członkowskie A wymaga fizycznego transferu energii elektrycznej w celu zapewnienia, aby projekt nie miał wpływu na bilansowanie rynku krajowego. W związku z tym niezbędne jest istnienie wystarczających transgranicznych zdolności przesyłowych i zdolności pod względem połączeń wzajemnych między współpracującymi państwami członkowskimi. Jest to istotne w odniesieniu do analizy kosztów i korzyści wynikających z projektów opartych na współpracy, ponieważ konieczność fizycznego eksportu wyprodukowanej energii elektrycznej będzie prawdopodobnie pociągała za sobą znaczne koszty.

Państwo, w którym znajduje się instalacja, oraz państwo odbierające zawierają umowę o współpracy dotyczącą wspólnego projektu i przeprowadzają analizę kosztów i korzyści. W swojej analizie kosztów i korzyści państwa te postanawiają skoncentrować się na kosztach produkcji energii, kosztach integracji systemów, emisji gazów cieplarnianych, zanieczyszczeniu powietrza i innych zanieczyszczeniach lokalnych, bezpieczeństwie dostaw oraz skutkach w zakresie innowacji. Jeżeli chodzi o podział kosztów i korzyści, państwa te postanawiają skoncentrować się jedynie na tych najbardziej istotnych, tj. kosztach wsparcia (ponoszonych wyłącznie przez państwo członkowskie B), kosztach fizycznego transferu energii (które poniesie państwo członkowskie B), skutkach dla zatrudnienia (w przypadku państwa członkowskiego A) oraz kosztach integracji systemów (również w przypadku państwa członkowskiego A). Jeżeli chodzi o państwo członkowskie A, to najważniejszą korzyścią, jaką chce ono uzyskać ze współpracy, jest pobudzenie lokalnego rynku pracy, natomiast głównym interesem państwa członkowskiego B jest obniżenie płatności w ramach wsparcia niezbędnych do osiągnięcia krajowych celów w zakresie OZE. Ponieważ oba państwa członkowskie są pewne, że możliwa jest sytuacja korzystna dla obu stron, a główne koszty i korzyści wzajemnie się równoważą, zgadzają się wziąć pod uwagę jedynie koszty wsparcia.

Państwa te będą musiały ustalić również referencyjną cenę rynkową. Ponieważ uzgodniono, że państwo członkowskie B włączy instalację do swojego krajowego systemu wsparcia, można zastosować referencyjną cenę rynkową państwa członkowskiego B. Jeżeli chodzi o koszty transferu energii elektrycznej, najprostszym sposobem rozwiązania tej kwestii jest uwzględnienie tego kosztu przez realizatorów projektów w ofertach, przez co koszty wsparcia odpowiednio wzrosną.

Aby określić prawdopodobną cenę transferu, którą państwo członkowskie B ma zapłacić państwu członkowskiemu A, należy przede wszystkim obliczyć oszczędności, jakie państwo członkowskie B może uzyskać dzięki projektowi opartemu na współpracy, tj. oszczędności w zakresie kosztów wsparcia. Wymaga to obliczenia bezpośrednich kosztów wsparcia na rzecz instalacji fotowoltaicznych<sup>(24)</sup> w państwie członkowskim A i w państwie członkowskim B. Różnica między nimi jest podstawą do negocjacji ceny transferu.

## 5 PODSUMOWANIE ZALECEŃ DOTYCZĄCYCH ANALIZY KOSZTÓW I KORZYŚCI ORAZ PODZIAŁU KOSZTÓW I KORZYŚCI

Podsumowując, państwa członkowskie i państwa trzecie mają do dyspozycji szereg wariantów i znaczną swobodę w zakresie analizy i podziału kosztów i korzyści przy angażowaniu się w oparte na współpracy projekty w dziedzinie energii ze źródeł odnawialnych przynoszące im wzajemne korzyści.

Ogólnie rzecz biorąc, państwa współpracujące muszą odpowiedzieć sobie na dwa zasadnicze pytania. Po pierwsze, w ramach jakiego mechanizmu finansowego i po jakiej cenie państwo odbierające będzie miało udział w kosztach wsparcia projektu? Po drugie, czy i za pomocą jakiego mechanizmu państwo odbierające zrekompensuje państwu, w którym znajduje się instalacja, koszty poniesione na poziomie krajowym? Co do zasady państwo członkowskie ponoszące koszty wsparcia powinno otrzymać odpowiadające im statystyki OZE.

<sup>(24)</sup> Jeżeli bezpośrednie porównanie jest niemożliwe lub nierealistyczne, do obliczenia można wykorzystać technologię alternatywną.

W kolejnych sekcjach streszczono główne etapy i zalecenia dotyczące podziału kosztów i korzyści na podstawie analizy kosztów i korzyści. Wykaz ten i kryteria pozostają bez uszczerbku dla kryteriów analizy kosztów i korzyści zgodnie z rozporządzeniem w sprawie instrumentu „Łącząc Europę”, które są istotne przy składaniu wniosków o nadanie statusu transgranicznego projektu w dziedzinie energii ze źródeł odnawialnych.

#### *Ogólne podejście i niezbędne etapy wstępnej analizy kosztów i korzyści*

Zaleca się, aby projektodawcy przeprowadzali analizę kosztów i korzyści według poniższych niewyczerpujących etapów:

- zidentyfikowanie istotnych zainteresowanych stron;
- określenie struktury projektu transgranicznego opartego na współpracy:
  - współpracujące strony i podmioty;
  - inne odpowiednie organy i zainteresowane strony, które mogą odczuć koszty lub uzyskać korzyści, takie jak realizatorzy projektów, OSP, OSD itp.;
  - lokalizacja projektu;
  - zastosowana technologia i projekt;
  - inne istotne cechy lub parametry techniczne;
  - zdolności/wielkość projektu;
  - horyzont czasowy;
  - przewidywany rodzaj produktów i usług;
  - stosowne dodatkowe elementy;
- opracowanie odpowiedniego scenariusza kontrfaktycznego, w tym jego struktury (te same aspekty co powyżej);
- wyszczególnienie wszystkich kosztów i korzyści, które należy uwzględnić;
- uzgodnienie podejścia do obliczania i metodyki w odniesieniu do wskaźników analizy kosztów i korzyści;
- zgromadzenie najnowszych danych ze sprawdzonych źródeł krajowych, europejskich i międzynarodowych;
- określenie pod względem ilościowym i wartości pieniężnej wskaźników wymiernych, jeśli nie jest to zbyt kosztowne, oraz słowne opisanie skutków wskaźników, w przypadku których nie określono wartości pieniężnej;
- obliczenie delty wartości bieżących netto projektu transgranicznego opartego na współpracy i jego scenariusza kontrfaktycznego;
- sporządzenie analizy i towarzyszących jej wyjaśnień;
- zweryfikowanie wyników przez właściwe organy i innych (niezależnych) ekspertów;
- w stosownych przypadkach udoskonalenie analizy poprzez dostosowanie danych lub metodyki.

Kolejność etapów nie musi być sekwencyjna i w niektórych przypadkach może być iteracyjna. Państwa członkowskie mogą rozważyć ustanowienie pojedynczych punktów kontaktowych służących wsparciu projektodawców w realizacji tych etapów, w szczególności w zakresie określenia struktury projektów transgranicznych opartych na współpracy.

#### *Opieranie się na analizie kosztów i korzyści w możliwie największym stopniu*

Szczegółowa analiza kosztów i korzyści społecznych jest warunkiem wstępnym podziału kosztów i korzyści między państwa członkowskie i inne strony. Może być ona jednak niewystarczająca jako podstawa do negocjowania ich przydziału. W związku z tym konieczne będzie poddanie przeprowadzonej analizy kosztów i korzyści przeglądowi i jej rozszerzenie.

Współpracujące strony powinny zadbać o to, aby w możliwie największym stopniu opierać się na analizie kosztów i korzyści w celu zachowania spójności ze stwierdzonymi głównymi skutkami. Nie można zmieniać definicji projektu, wykorzystanych danych, scenariusza podstawowego i warunków brzegowych, a wartości netto obliczone w ramach analizy kosztów i korzyści należy zastosować jako punkt wyjścia do dalszych rozmów. Należy określić wszelkie warunki brzegowe, które mają wpływ na funkcjonowanie projektu i jego włączenie do szerszego systemu energetycznego, ponieważ będą one miały wpływ na wskaźniki kosztów i korzyści.

Ustalenia dotyczące podziału kosztów i korzyści będą ostatecznie wynikiem procesu negocjacji między współpracującymi stronami. Powinny mieć one możliwość elastycznego uzgodnienia, które koszty i korzyści należy uwzględnić. W analizie kosztów i korzyści należy zachować równowagę między zmniejszeniem złożoności i kosztów transakcyjnych do rozsądnego poziomu, przy jednoczesnym dążeniu do uwzględnienia wszystkich istotnych czynników.

#### *Zasady podziału kosztów i korzyści*

Nadrzędnymi zasadami decydującymi o podziale kosztów i korzyści powinny być: sprawiedliwość, tj. żadna ze stron nie powinna czerpać nieproporcjonalnych korzyści/ponosić nieproporcjonalnych kosztów z powodu współpracy, co można osiągnąć dzięki zapewnieniu wszystkim stronom rekompensaty proporcjonalnej do ich wkładu; praktyczność, tj. zmniejszenie złożoności, a tym samym kosztów transakcyjnych do rozsądnej wysokości poprzez ograniczenie liczby stron oraz kategorii kosztów i korzyści do tych najbardziej istotnych, a także odzwierciedlenie rzeczywistych kosztów i korzyści (i uzgodnienie ewentualnych ustaleń odbiegających od tych zasad dopiero na późniejszym etapie).

#### *Mniejsza złożoność*

Dotychczasowe doświadczenia w zakresie mechanizmów współpracy pokazały, że złożoność może być przeszkodą, a wysoce złożone struktury negocjacyjne z udziałem wielu zainteresowanych stron mogą z większym prawdopodobieństwem zakończyć się niepowodzeniem. Problem ten można jednak zniwelować, jeżeli współpracujące państwa najpierw uzgodnią podstawowe zasady i warunki współpracy, a dopiero później przystąpią do negocjowania szczegółów. Ponadto pomocne mogą być porozumienia polityczne na wysokim szczeblu dotyczące podziału kosztów i korzyści, tak jak miało to miejsce w przypadku Szwecji i Norwegii, które negocjowały swój wspólny system wsparcia.

#### *Radzenie sobie z niepewnością i uwzględnianie jej przy podejmowaniu decyzji*

Ponieważ nie można uzyskać całkowitej pewności co do wiarygodności informacji na temat kosztów, korzyści i ryzyka, niepewność jest naturalną częścią procesu i musi być odpowiednio uwzględniona. Można ją zmniejszyć poprzez analizę wrażliwości i kontrole wiarygodności.

#### *Akceptacja społeczna*

Jeżeli chodzi o akceptację społeczną, w przypadku każdego projektu opartego na współpracy zaleca się wczesne i aktywne rozwiązanie kwestii zaangażowania społecznego, aby uniknąć późniejszych trudności. Należy wyraźnie opisać i przedstawić społeczeństwu wszelkie bezpośrednie i pośrednie koszty i korzyści związane ze współpracą, jak również ogólne podejście do ich podziału między współpracujących partnerów.

## **6 WZÓR UMOWY MIĘDZYRZĄDOWEJ**

### **Część I: Cel i definicje**

#### *Artykuł dotyczący celu*

- Państwa członkowskie powinny odnieść się do celu umowy międzyrządowej. Przykładem w kontekście współpracy w dziedzinie energetyki na Morzu Północnym może być umożliwienie powstania dodatkowych mocy wytwórczych z odnawialnych źródeł energii na Morzu Północnym. Cel jest ustalany między współpracującymi państwami członkowskimi.

#### *Artykuł dotyczący definicji*

- Państwa członkowskie powinny zdefiniować najważniejsze pojęcia zastosowane w umowie międzyrządowej. Zapewnia to wspólne zrozumienie zaangażowanych stron i zwiększa wiarygodność umowy pod względem prawnym.

### **Część II: Mechanizm współpracy**

#### *Artykuł dotyczący mechanizmu współpracy*

- W tym miejscu należy opisać uwarunkowania prawne współpracy w kontekście dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii, tj. czy wybrano transfer statystyczny, wspólny projekt (z innym państwem członkowskim UE lub państwem trzecim) czy wspólny system wsparcia.

### **Część III: Szczegóły współpracy**

#### *Artykuł dotyczący zakresu współpracy*

- Państwa członkowskie powinny określić zakres współpracy: 1) jedynie wdrożenie OZE, 2) dodanie infrastruktury do współpracy, 3) dodanie aspektów innowacyjnych do współpracy (takich jak obiekty służące magazynowaniu lub przekształcaniu energii itp.).

#### *Artykuł dotyczący wybranego systemu wsparcia*

- Państwa członkowskie powinny określić zastosowany system wsparcia (system wsparcia państwa, w którym znajduje się instalacja, państwa członkowskiego wnoszącego wkład lub nowy system wsparcia). Jeżeli stosowany jest istniejący system, państwa członkowskie powinny zamieścić odniesienie do odpowiedniej podstawy prawnej.

#### *Artykuł dotyczący nowego systemu wsparcia (mający zastosowanie wyłącznie w przypadku wspólnych systemów wsparcia)*

- Państwa członkowskie powinny określić techniczne elementy systemu wsparcia. Elementy, które należy uwzględnić:
  - a. współpraca w ramach jednego projektu/wielu projektów;
  - b. maksymalna moc/ilość (liczba zainstalowanych MW lub MWh do transferu);
  - c. kwalifikowalna technologia (technologie);
  - d. lokalizacja lub procedura wyboru miejsca i jego wstępnego zagospodarowania;
  - e. zasady przyłączenia do sieci;
  - f. forma wsparcia;
  - g. model zamówienia/aukcji;
  - h. porozumienie w sprawie zgłoszenia pomocy państwa.

#### *Artykuł dotyczący odpowiedniej organizacji rynku*

- Państwa członkowskie powinny określić odpowiednią organizację rynku (np. wyznaczony rynek referencyjny) w odniesieniu do projektu opartego na współpracy oraz wszelkie stosowne dodatkowe postanowienia, które mogą się z tym wiązać.

#### *Artykuł dotyczący analizy kosztów i korzyści oraz transgranicznej alokacji kosztów*

- Państwa członkowskie powinny dokonać uzgodnień w sprawie analizy kosztów i korzyści oraz transgranicznej alokacji kosztów.
- w przypadku prostej współpracy możliwy jest transfer statystyk OZE po uzgodnionej cenie transferu. W przypadku tak zorganizowanej współpracy należy przeprowadzić jak najprostszą analizę kosztów i korzyści, ograniczając koszty transakcyjne;
- jeżeli współpraca ma bardziej złożony charakter (lub w przypadku ubiegania się o dostęp do transgranicznego finansowania OZE w ramach instrumentu „Łącząc Europę” lub finansowania infrastruktury), może być wymagana bardziej kompleksowa analiza kosztów i korzyści. Ta sekcja umowy międzyrządowej powinna odnosić się do dostępnych obliczeń w ramach analizy kosztów i korzyści i wynikającego z nich podejścia do transgranicznej alokacji kosztów;
- określenie korzyści społecznych netto;
- podział głównych kosztów i korzyści między strony;
- wynikające płatności kompensacyjne między państwami członkowskimi (w tym odsetek kosztów wsparcia finansowany przez każdego partnera współpracującego, wynikający z tego podziału statystyk OZE zaliczanych na poczet celu w zakresie OZE);
- procedura dokonywania płatności;
- powiadomienie Komisji Europejskiej zgodnie z wymogiem określonym w dyrektywie w sprawie odnawialnych źródeł energii.

*Artykuł dotyczący obowiązków stron*

- W tym miejscu współpracujące państwa członkowskie powinny określić obowiązki zgodnie z wybraną formą współpracy, jak również procedury i system umożliwiające monitorowanie, nadzorowanie oraz wydawanie zaświadczeń i weryfikacji (w tym przekazywanie danych: treść, format i terminy).

*Artykuł dotyczący odpowiedzialnego organu (mający zastosowanie w przypadku wspólnych projektów lub wspólnych systemów wsparcia)*

- W tym fragmencie należy opisać organ odpowiedzialny (np. agencję lub pojedynczy punkt kontaktowy) i jego obowiązki. Do obowiązków tych może należeć identyfikacja projektów, określenie procedury udzielania zamówień publicznych, wybór oferenta, nadzór nad realizacją wybranych projektów, dokonywanie płatności w ramach wsparcia oraz składanie sprawozdań państwu współpracującym.

*Artykuł dotyczący powiadomienia Komisji Europejskiej*

- Zgodnie z dyrektywą w sprawie odnawialnych źródeł energii sprzedające państwo członkowskie/państwo członkowskie, w którym znajduje się instalacja, powinno powiadomić Komisję Europejską o zawarciu umowy i dokładnej wielkości wynikającego z niej transferu statystycznego.

**7 ZAŁĄCZNIK****Dostępne mechanizmy współpracy i podstawowe zasady współpracy**

Zgodnie z art. 8, 9, 11 lub 13 dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii istnieją trzy główne mechanizmy współpracy, które państwa członkowskie mogą wybrać w celu ich wykorzystania:

**transfery statystyczne (art. 8):** w przypadku transferów statystycznych nie więcej niż dwa państwa członkowskie zgadzają się na współpracę i wirtualnie przypisują określoną ilość energii ze źródeł odnawialnych wyprodukowaną w nadmiarze w jednym państwie członkowskim drugiemu państwu. Odbywa się to *ex post* po wynegocjowanej cenie transferu. Energia „zakupiona” przez dane państwo członkowskie zostanie zaliczona na poczet jego wkładu krajowego zgodnie z dyrektywą. W tym przypadku nie następuje transfer ani dostarczenie energii fizycznej. Transfery statystyczne zazwyczaj nie są związane z konkretnymi projektami, chociaż państwa członkowskie mogą zdecydować się na zawarcie takiej umowy, jeśli uznają ją za korzystną dla obu stron. Ponadto transfery statystyczne są co do zasady neutralne pod względem technologicznym. Państwa członkowskie uczestniczące w transferze statystycznym muszą powiadomić Komisję nie później niż 12 miesięcy po zakończeniu roku, w którym nastąpił transfer. Koszty transakcyjne w przypadku transferów statystycznych są dość niskie, ponieważ są one stosunkowo łatwe do ustalenia i wynegocjowania i pozwalają państwom członkowskim na podjęcie ograniczonej współpracy bez konieczności wprowadzania zmian w krajowych instrumentach wsparcia. Ze względu na mniejszy stopień złożoności transferów statystycznych wytyczne są mniej potrzebne, ale akceptacja społeczna może być problemem z uwagi na fakt, że nie dochodzi do transferu produkcji ze źródeł odnawialnych w zamian za płatność. Podmioty prywatne są wykluczone z udziału w transferach statystycznych, tj. są one zarezerwowane dla podmiotów publicznych;

**wspólne projekty pomiędzy państwami członkowskimi (art. 9):** Państwa członkowskie mogą również przystępować do wspólnych projektów w celu współpracy przy projektach dotyczących energii ze źródeł odnawialnych odnoszących się do produkcji energii elektrycznej lub ciepła i chłodu ze źródeł odnawialnych. Wspólne projekty wykraczają poza zwykłe transfery statystyczne i współpraca zawsze podejmowana jest w odniesieniu do konkretnego nowego projektu. Wspólny projekt może przewidywać fizyczny przesył energii elektrycznej lub też go nie przewidywać. Oprócz pojedynczych projektów opartych na współpracy, np. projektów na dużą skalę związanych z morską energią wiatrową, możliwe są również ustalenia dotyczące serii projektów, gdy powielany jest określony model współpracy w odniesieniu do małych lub średnich instalacji. Te ustalenia dotyczące serii projektów należy jednak odróżnić od wspólnych systemów wsparcia ze względu na ich ograniczony charakter. Projekty mogą dotyczyć modernizacji istniejących instalacji albo odnosić się do nowych instalacji. Korzyści i koszty wynikające z tych projektów są dzielone między współpracujące strony według uzgodnionych zasad. Państwa członkowskie mogą uzgodnić realizację projektu w ramach istniejącego systemu wsparcia jednej ze współpracujących stron albo stworzyć system dostosowany do potrzeb danego projektu.

Wspólne projekty mogą być również odpowiednim mechanizmem wspólnego inwestowania w nowe technologie i zdobywania doświadczenia w ich zakresie. Stopień współpracy i poziom kosztów transakcyjnych są wyższe w porównaniu z transferami statystycznymi, ale zazwyczaj niższe niż w przypadku wspólnych systemów wsparcia, ponieważ współpraca ogranicza się do uzgodnionej liczby projektów. W przeciwieństwie do transferów statystycznych we wspólnych projektach mogą uczestniczyć także podmioty prywatne;

**wspólne projekty pomiędzy państwami członkowskimi i państwami trzecimi (art. 11):** państwa członkowskie mają również możliwość realizacji wspólnych projektów z państwami trzecimi, które to projekty mogą stać się szczególnie istotne w kontekście współpracy z państwami Wspólnoty Energetycznej lub ze Zjednoczonym Królestwem. Wspólne projekty z państwami trzecimi są jednak ograniczone do energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (nie obejmują ciepła i chłodu) i wymagają ustanowienia rzeczywistego fizycznego połączenia z państwem trzecim. Aby zapewnić zasilanie systemu elektroenergetycznego UE, odpowiednia zdolność pod względem połączeń wzajemnych musi zostać zarezerwowana w odpowiednim czasie. Z wyjątkiem pomocy inwestycyjnej przyznanej na rzecz instalacji z tytułu ilości wyprodukowanej i wyeksportowanej energii elektrycznej nie można uzyskać wsparcia z systemu wsparcia państwa trzeciego;

**wspólne systemy wsparcia (art. 13):** Innym potencjalnym mechanizmem współpracy będącym do dyspozycji państw członkowskich są wspólne systemy wsparcia. Oznaczają one częściową lub pełną koordynację lub połączenie krajowych systemów wsparcia co najmniej dwóch państw członkowskich. Ponieważ wspólne systemy wsparcia mogą wiązać się ze znacznymi kosztami transakcyjnymi, obejmują one zazwyczaj wiele projektów. Mogą być one jednak wykorzystywane również w przypadku dużych pojedynczych projektów o ściśle określonej strukturze. Wspólne systemy wsparcia mogą odnosić się także wyłącznie do jednego segmentu krajowego rynku odnawialnych źródeł energii, na przykład konkretnej technologii lub obszaru geograficznego, takiego jak region przygraniczny. O ile nie określono inaczej, uzgodniony wspólny system wsparcia nie zastępuje istniejących krajowych systemów wsparcia, które nadal funkcjonują równolegle. Wspólne systemy wsparcia są zazwyczaj bardziej wymagające i złożone niż wspólne projekty i najczęściej wymagają wprowadzenia zmian w krajowych przepisach ustawodawczych lub wykonawczych.

### Zasady współpracy w zakresie energii ze źródeł odnawialnych

Z reguły współpraca państw członkowskich w zakresie energii ze źródeł odnawialnych przebiega na następujących zasadach:

**opcjonalność:** dwa państwa członkowskie lub większa ich liczba, które podejmują współpracę ze sobą lub z państwem trzecim, czynią to na zasadzie dobrowolności. Ponadto, gdy państwa członkowskie decydują się na połączenie sił w dziedzinie energii ze źródeł odnawialnych, mogą swobodnie ustalać szczegóły i warunki takiej współpracy;

**tworzenie korzyści społeczno-gospodarczych:** projekty transgraniczne oparte na współpracy muszą tworzyć wartość z całościowej, społecznej perspektywy. Ogólnie rzecz biorąc, korzyści społeczno-gospodarcze uzyskane w wyniku realizacji projektu muszą przewyższać jego koszty, gdy porówna się je z wdrożeniem technologii odnawialnych źródeł energii bez podjęcia współpracy;

**nawiązywanie wzajemnie korzystnej współpracy:** oprócz tworzenia korzyści społecznych netto projekty transgraniczne oparte na współpracy urzeczywistnią się wyłącznie wówczas, gdy zapewnią wzajemne korzyści wszystkim uczestniczącym państwom i głównym zainteresowanym stronom z poszczególnych państw. Zazwyczaj jest mało prawdopodobne, aby wszystkie zainteresowane strony bezpośrednio skorzystały na realizacji projektu, dlatego państwa muszą uzgodnić, które zainteresowane strony powinny otrzymać rekompensatę, a które nie;

**umowa w sprawie warunków współpracy:** państwa członkowskie, które zamierzają prowadzić współpracę, muszą zawrzeć umowę o współpracy określającą jej warunki;

**nadrzędny charakter uwarunkowań lokalnych:** chociaż państwa współpracujące powinny dążyć do ujednolicenia odpowiednich zasad i przepisów w niezbędnym stopniu, mogą istnieć naturalne ograniczenia w tym zakresie. Takie ograniczenia będą dotyczyć w szczególności uwarunkowań lokalnych, takich jak przepisy regulujące wydawanie zezwoleń i podatki. W związku z tym jako domyślną zasadę przyjmuje się, że zastosowanie mają przepisy państwa, w którym projekt znajduje się fizycznie, chyba że państwa współpracujące uzgodniły i określiły inaczej;

**zapewnienie wymiernych skutków:** państwa członkowskie mogą wybrać taką strukturę współpracy, aby miała ona wymierne skutki dla ich systemów i rynków energetycznych. Współpracujące państwa członkowskie mogą na przykład wymagać fizycznego importu energii elektrycznej (co staje się koniecznością w przypadku wspólnych projektów z państwami trzecimi);

**podział kosztów i korzyści:** zgodnie z dyrektywą wyprodukowana energia ze źródeł odnawialnych powinna być zaliczana państwu, które finansuje instalację. W zależności od technologii oprócz kosztów wsparcia istotne będą również inne koszty i korzyści. Koszty przyłączenia do sieci i integracji systemów są szczególnie ważne w przypadku projektów dotyczących morskiej energii wiatrowej, natomiast znaczenie kosztów wsparcia zazwyczaj maleje wraz z dojrzewaniem technologii i wzrostem stopnia integracji rynku. Dostępne są różne możliwości rozliczania. Kraje partnerskie mogą swobodnie określić szczegóły w umowie o współpracy.