



Analiza scenariuszy rozwoju polskiej energetyki odnawialnej

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej

Sierpień 2013

TPA Horwath
Członek Crowe Horwath International



TPA Horwath

Warszawa, 30 sierpnia 2013 r.

Sz. P. Wojciech Cetnarski

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej
ul. Księcia Bogusława X 1/12-13
70-440 Szczecin

Szanowny Panie,

W imieniu firmy **TPA Horwath** chcielibyśmy zaprezentować raport podsumowujący analizę możliwości wyprodukowania w 2020 roku ilości energii z Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) odpowiadającej zaciągniętym przez Polskę zobowiązaniom, przy uwzględnieniu różnych scenariuszy dotyczących kształtu systemu wsparcia.

Mamy nadzieję, iż niniejszy raport spełni Państwa oczekiwania i dostarczy użytecznych informacji. W przypadku jakichkolwiek pytań lub wątpliwości dotyczących poruszonych problemów jesteśmy otwarci na ich omówienie w czasie i miejscu dogodnym dla Państwa

W przypadku jakichkolwiek pytań lub wątpliwości uprzejmie prosimy o kontakt.

Z poważaniem,

Krzysztof Horodko
Partner zarządzający

Wojciech Sztuba
Partner zarządzający

TPA Horwath
Członek Crowe Horwath International

ul. Murawa 12-18
61-655 Poznań
Tel.: +48 61 63 00 500
Fax: +48 61 63 00 532

ul. Grójecka 5
02-019 Warszawa
Tel.: +48 22 44 00 200
Fax: +48 22 44 00 201

al. Korfantego 141 B
40-154 Katowice
Tel.: +48 32 73 20 000
Fax: +48 32 73 20 002

office@tpa-horwath.pl, www.tpa-horwath.pl

Sąd Rejonowy w Poznaniu, Nowe Miasto i Wilda w Poznaniu, VIII Wydział Gospodarczy, KRS 0000245198
NIP: 778-143-20-33, REGON: 300184858, Kapitał zakładowy: 150 000,00 zł

Spis treści

SPIS TREŚCI	3
1. WSTĘP	4
2. PODSUMOWANIE	5
3. OBECNY SYSTEM WSPARCIA	7
3.1. OPIS SYSTEMU	7
3.1.1. CENA ENERGII ELEKTRYCZNEJ	7
3.1.2. ŚWIADECTWA POCHODZENIA I REGULOWANY RYNEK OBROTU PRAWAMI DO ŚWIADECTW	7
3.1.2.1. ZASADY PRZYZNAWANIA ŚWIADECTW POCHODZENIA	7
3.1.2.2. OBOWIĄZEK UMORZENIA ŚWIADECTW POCHODZENIA	8
3.1.2.3. OPŁATA ZASTĘPCZA	8
3.1.3. DODATKOWE FORMY WSPARCIA OZE OFEROWANE PRZEZ SYSTEM	8
3.2. WADY SYSTEMU	9
3.2.1. NADPODAŻ ŚWIADECTW POCHODZENIA	9
3.2.1.1. PRZYCZYNY NADPODAŻY	10
3.2.1.2. SKUTKI NADPODAŻY	11
3.3. WPŁYW FUNKCJONOWANIA SYSTEMU NA REALIZACJĘ CELU OKREŚLONEGO W KPD I KOSZTY SYSTEMU	12
3.3.1. MOŻLIWOŚĆ REALIZACJI KPD W RAMACH OBECNEGO SYSTEMU WSPARCIA	12
3.3.2. KOSZTY OBECNEGO SYSTEMU WSPARCIA	15
4. ZAŁOŻENIA I KONSTRUKCJA MODELU FINANSOWEGO	17
4.1. POWODY STWORZENIA MODELU	17
4.2. KONSTRUKCJA MODELU	17
4.3. KLUCZOWE ZAŁOŻENIA MODELU	18
4.3.1. ZAŁOŻENIA PRZYCHODOWE	18
4.3.2. ZAŁOŻENIA KOSZTOWE	19
4.3.3. ZAŁOŻENIA DOTYCZĄCE ZACHOWAŃ INWESTYCYJNYCH	20
4.3.4. POZOSTAŁE ZAŁOŻENIA	21
5. OPTYMALNY SCENARIUSZ ROZWOJU OZE	23
5.1. OPIS PROPONOWANYCH ROZWIĄZAŃ	23
5.1.1. OGRANICZENIE LICZBY ŚWIADECTW POCHODZENIA – WSPÓŁSPALANIE	23
5.1.2. ZWIĘKSZENIE OBOWIĄZKU UMARZANIA ZIELONYCH CERTYFIKATÓW	24
5.2. MOŻLIWOŚĆ REALIZACJI KPD	24
5.3. KOSZTY SYSTEMU WSPARCIA	27
6. WYBRANE ŹRÓDŁA	29

1. Wstęp

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej powierzyło nam zlecenie polegające na:

- przeprowadzeniu analizy możliwości osiągnięcia celów określonych w Krajowym Planie Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (dokumentu precyzującego sposób wywiązania się z zobowiązań Polski narzuconych prawem wspólnotowym) w kontekście istniejącego systemu wsparcia energetyki odnawialnej i sytuacji rynkowej (m.in. na rynku świadectw pochodzenia),
- przygotowaniu i przekazaniu modelu finansowego umożliwiającego prognozowanie struktury rynku energii odnawialnej i innych parametrów w zależności od wprowadzonych danych wejściowych (dotyczących między innymi kształtu systemu wsparcia).

Motywelem zlecenia było obserwowane i szeroko omawiane zjawisko niemal całkowitego wstrzymania inwestycji w odnawialne źródła energii w Polsce w latach 2012-2013, powodujące, że inwestycje w zasadzie ograniczają się do dokończenia projektów, które już wcześniej były na zaawansowanym etapie rozwoju. Taki stan rzeczy stanowi zagrożenie dla realizacji Krajowego Planu Działania (vide sekcja 3.3 niniejszego raportu), stąd potrzeba opracowania modelu finansowego ułatwiającego analizę wpływu potencjalnej interwencji legislacyjnej na dalsze losy planu.

Drugim impulsem był projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii, który w różnych wersjach publikowany był w maju, lipcu i październiku 2012 r., a którego celem było ograniczenie kosztów funkcjonowania systemu wsparcia oraz, szczególnie na późniejszych etapach prac, usunięcie przyczyn zablokowania inwestycji w sektorze. W publicznej debacie na temat narzędzi zrównoważonego wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej pojawiało się wiele pomysłów, narzędzi i parametrów systemu, jednak zwykle nie towarzyszyły im wiarygodne wyliczenia dotyczące wpływu proponowanych zmian na sektor z punktu widzenia zarówno konkretnego inwestora jak i całego systemu, rynku świadectw pochodzenia energii itp. Obecnie wydaje się, że projekt z 2012 r. stracił aktualność, co tym dobitniej świadczy o potrzebie zastosowania narzędzia, za pomocą którego można analizować skuteczność i koszty proponowanych rozwiązań za pomocą konkretnych liczb.

Punktem wyjścia naszych prac była analiza opłacalności inwestycji w poszczególne OZE z perspektywy pojedynczego projektu (oparta na wartościach referencyjnych dotyczących nakładów inwestycyjnych, kosztów inwestycji i założeniach dotyczących innych parametrów dla danego typu OZE oraz gospodarki jako całości). Znając opłacalność tych inwestycji, dokonaliśmy przeglądu możliwości zaspokojenia popytu na energię w latach 2013-2020 przez istniejące i nowe instalacje OZE w obecnym, trapiącym problemami systemie wsparcia. Następnie przeanalizowaliśmy kilka potencjalnych ścieżek osiągnięcia celu określonego w krajowym planie działania, modelując wpływ różnych poziomów parametrów na opłacalność poszczególnych OZE oraz energetyki odnawialnej jako całości. W ten sposób odwzorowaliśmy mechanizm rynkowy wpływający na strukturę wytwarzania energii z OZE – ze szczególnym uwzględnieniem popytu, podaży i cen świadectw pochodzenia – i zaproponowaliśmy wdrożenie rozwiązań pozwalających na ustabilizowanie opłacalności inwestycji w energię odnawialną i zwiększenie szans na harmonijny rozwój tego sektora w kontekście oczekiwań wyrażonych w KPD.

Wyniki swoich analiz przedstawiamy w niniejszym raporcie.

2. Podsumowanie

Poniżej prezentujemy podsumowanie raportu wraz z opisem najistotniejszych stwierdzeń, założeń oraz wniosków wynikających z przeprowadzonej przez nas analizy:

OBECNY SYSTEM WSPARCIA

Opis systemu

- Obecny system wsparcia produkcji energii ze źródeł odnawialnych bazuje na nakładanym na sprzedawców energii obowiązku przedstawiania do umorzenia tak zwanych świadectw pochodzenia energii z OZE, przyznawanych producentom tej energii (vide sekcja 3.1).
- System ten umożliwia faktyczne dotowanie produkcji energii z OZE przez odbiorców końcowych, wykorzystując rynkowe mechanizmy obrotu świadectwami pochodzenia energii elektrycznej (vide sekcja 3.1.2).

Wady systemu

- W teorii mechanizm rynkowy powinien automatycznie regulować produkcję energii z OZE i inwestycje w sektorze, pozwalając na osiągnięcie pożądanego poziomu produkcji bez nadmiernego obciążania odbiorców końcowych. W praktyce jednak system okazał się wadliwy, czego wyrazem jest nadpodaż świadectw pochodzenia, załamanie się ich cen do poziomu powodującego wstrzymanie inwestycji w OZE w krótkim i średnim terminie (vide sekcja 3.2).
- Zwiększenie obowiązku umarzania świadectw od 1 stycznia 2013 r. okazało się dalece niewystarczające do powstrzymania narastania nierównowagi systemu.
- Główną przyczyną narastania nadpodaży był szybszy niż przewidywany wzrost produkcji energii z OZE, szczególnie w odniesieniu do technologii spalania biomasy w instalacjach wielopaliwowych. Problem pogłębia fakt, że niektóre spółki obrotu uiszczają opłatę zastępczą zamiast nabywać i przedstawiać do umorzenia świadectwa pochodzenia (vide sekcja 3.2.1.1).
- Wskutek narastania nadpodaży świadectw pochodzenia doszło do załamania ich cen, a następnie: wstrzymania (nieopłacalnych bez dostatecznego wsparcia) inwestycji w OZE, pozbawienia inwestorów dostępności kapitału dłużnego w formule *project finance*, podwyższenia ryzyka inwestycji i odczuwanej niepewności regulacyjnej (vide sekcja 3.2.1.2).

Realizacja celu określonego w KPD i koszty systemu

- Jeśli obecny system wsparcia zostanie utrzymany, nasza analiza wskazuje, iż duża nadpodaż świadectw pochodzenia utrzyma się aż do 2017 r. (zacznie maleć począwszy od roku 2015). Zbyt późno zlikwidowana nadpodaż będzie skutkować brakiem istotnych inwestycji w nowe duże i średnie instalacje – stąd kryterium określone w KPD nie zostanie spełnione wtedy, gdy staje się to najistotniejsze (2020 r.). Łączna produkcja energii elektrycznej z wszystkich technologii OZE wyniesie w 2020 r. 73% wielkości założonej w KPD (z czego ok. 1/3 stanowić będzie współspalanie biomasy, którego nie sposób zaliczyć do trwałych OZE). Moc zainstalowana w relacji do planów ujętych w KPD obniży się z poziomu 99% w roku 2013 do 56% w roku 2019 – bez uwzględnienia mikroinstalacji oraz kotłów węglowych, w których współspalana będzie biomasa (vide sekcja 3.3.1).
- Niedobór wyprodukowanej energii z OZE zmusiłby Polskę do zakupu transferów statystycznych z państw członkowskich dysponujących jej nadwyżkami. Podwyższy to dodatkowo koszt funkcjonowania systemu w roku 2020 z 8 do 14 miliardów PLN. W przeliczeniu na 1 MWh energii sprzedanej użytkownikom końcowym wartość transferów statystycznych wyniesie 50 PLN, a koszt systemu osiągnie poziom 108 PLN na MWh (vide sekcja 3.3.2).

ZAŁOŻENIA I KONSTRUKCJA MODELU FINANSOWEGO

- Model finansowy, będący podstawowym narzędziem naszych analiz, umożliwia przewidywanie decyzji inwestycyjnych zależnie od czynników decydujących o ich opłacalności (nakłady inwestycyjne, parametry przychodowe – w tym wynikające z systemu wsparcia – i kosztowe) oraz sytuacji na rynku świadectw pochodzenia. Założenia modelu opisano w sekcji 4.3.

OPTYMALNY SCENARIUSZ ROZWOJU OZE

Opis proponowanych rozwiązań

- Korekta systemu wsparcia powinna umożliwić: minimalizację kosztów systemu wsparcia, równe traktowanie przez system wsparcia wszystkich technologii, których stosowanie wymaga budowy nowych mocy, zapewnienie opłacalności inwestycji w nowe moce OZE (vide sekcja 5.1) i likwidację nadpodaży świadectw pochodzenia.
- Należałoby zatem: istotnie ograniczyć liczbę świadectw pochodzenia przyznawanych producentom energii ze współspalania biomasy, zwiększyć obowiązek umarzania zielonych certyfikatów i administracyjnie ograniczyć współspalanie biomasy do proponowanego poziomu ok. 7100 GWh rocznie (vide sekcja 5.1).

Możliwość realizacji KPD

- Wdrożenie takiego scenariusza umożliwiłoby likwidację nadpodaży już w 2015 r., a co za tym idzie, zwiększenie w perspektywie roku 2020 mocy zainstalowanej OZE do 10 GW oraz produkcji energii elektrycznej z tych źródeł do 32,4 TWh (100% wielkości założonej w KPD) – głównie dzięki rozwojowi najtańszej technologii, jaką jest lądowa energetyka wiatrowa. Zapotrzebowanie na biomasę (generowane głównie przez współspalanie) opierałoby się wówczas o dostawy krajowe (vide sekcja 5.2).
- Proponowany system wsparcia pozwala na kontrolowany rozwój najtańszych technologii, a inwestycje w OZE są trwałe i mogą funkcjonować po zakończeniu okresu wsparcia. Współspalanie staje się czynnikiem równoważącym rynek certyfikatów, a nie destabilizującym go.

Koszty systemu wsparcia

- Całkowity koszt systemu został oszacowany na 43 mld PLN w całym okresie 2013-2020 r. (o ponad 2,5 mld PLN mniej niż w obecnym systemie), a kwota nieuwzględniająca transferów statystycznych jest w tym scenariuszu tylko o niecałe 10% wyższa niż w obecnym systemie. Dodatkowo pozwala on zbudować trwałe moce OZE, ponieważ służy nowym inwestycjom, a w mniejszym stopniu finansowaniu częściowej zamiany węgla na biomasę jako paliwa w kotłach spalania wielopaliwowego. W kolejnych latach pozwala to Polsce uniknąć ponoszenia kosztów transferów statystycznych z innych państw członkowskich (vide sekcja 5.3).
- Wdrożenie rozwiązań proponowanych w optymalnym scenariuszu umożliwia realizację celów określonych w KPD i w prawie europejskim mniejszym kosztem, bo bez dokonywania transferów statystycznych z państw członkowskich dysponujących nadwyżkami energii odnawialnej. Realizacja tego scenariusza przyczyniłaby się także do faktycznej budowy mocy wytwórczych OZE z całym dobroczynnym wpływem impulsu inwestycyjnego na gospodarkę, kierując wsparcie tam, gdzie jest ono rzeczywiście niezbędne.

3. Obecny system wsparcia

3.1. OPIS SYSTEMU

System wsparcia produkcji energii z odnawialnych źródeł (OZE) w obecnym kształcie nakłada na przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną obowiązek utrzymywania ustalonego udziału energii pochodzącej z OZE w całkowitej ilości energii sprzedanej odbiorcom końcowym. Obowiązek ten można również spełnić poprzez przedstawienie do umorzenia odpowiedniej liczby świadectw pochodzenia energii z OZE, przyznawanych producentom tej energii lub uiszczenie opłaty zastępczej. Środki uzyskiwane z opłaty zastępczej kierowane są do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW).

Poza środkami pochodzącymi ze sprzedaży świadectw pochodzenia oraz z opłat zastępczych, system oferuje dodatkowe formy wsparcia w postaci zwolnienia producentów energii z OZE od podatku akcyzowego czy niektórych opłat. Obecnie prowadzone są intensywne prace mające na celu zmodyfikowanie systemu wsparcia.

3.1.1. CENA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Producent energii elektrycznej z OZE może sprzedać ją sprzedawcy z urzędu lub bezpośrednio na rynku. Sprzedawcy z urzędu to przedsiębiorstwa energetyczne, wyłaniane przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) w drodze przetargu, posiadające koncesję na obrót paliwami i energią oraz świadczące kompleksowe usługi dla odbiorców. Sprzedawca z urzędu ma obowiązek zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł, przyłączonych do sieci znajdujących się na terenie jego działania, oferowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające odpowiednią koncesję lub wpisane do rejestru przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem biogazu rolniczego. Cena energii w takiej transakcji zakupu przez sprzedawcę z urzędu równa jest średniej cenie sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku, obliczanej i ogłaszanej przez prezesa URE do 31 marca roku kolejnego (dalej jako „cena ogłaszana przez URE”). Cena ogłoszona przez URE w roku 2013 wynosi 201,36 PLN/MWh. Regułą jest sprzedaż energii z OZE na podstawie długoterminowych kontraktów PPA, w których uwzględniona zostaje konkretna formuła cenowa.

Poprzez wprowadzenie sprzedawców z urzędu i ceny minimalnej energii obecny system oferuje producentowi energii z OZE gwarancję sprzedaży wytworzonej energii. Producent jednocześnie może zdecydować się na sprzedaż energii bezpośrednio na rynku.

3.1.2. ŚWIADECTWA POCHODZENIA I REGULOWANY RYNEK OBROTU PRAWAMI DO ŚWIADECTW

Świadectwo pochodzenia jest dokumentem potwierdzającym wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii. Na podstawie ustawy Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 roku przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy końcowi oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie są zobowiązane do przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia prezesowi URE lub uiszczenia opłaty zastępczej. Przedsiębiorstwo energetyczne definiowane jest jako przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające ją odbiorcom końcowym.

3.1.2.1. ZASADY PRYZNAWANIA ŚWIADECTW POCHODZENIA

Świadectwa pochodzenia wydawane są dla energii elektrycznej wytworzonej w OZE znajdujących się na terytorium Polski. Świadectwa wydaje prezes URE w terminie 14 dni od daty otrzymania odpowiedniego wniosku. Wniosek ten zostaje złożony operatorowi elektroenergetycznemu przez producenta energii elektrycznej z OZE w ciągu 45 dni od daty wytworzenia danej ilości energii. W ciągu 14 dni od otrzymania wniosku operator przekazuje go prezesowi URE.

W ciągu miesiąca od zakończenia roku przedsiębiorstwo energetyczne, które zakupiło energię elektryczną na giełdzie towarowej lub rynku regulowanym za pośrednictwem domu maklerskiego (lub towarowego domu maklerskiego) ma obowiązek przekazania domowi maklerskiemu deklaracji o ilości zakupionej, zużytej

i przeznaczonej od sprzedaży energii elektrycznej w roku poprzednim. Deklaracja stanowi podstawę do określenia wysokości obowiązku w zakresie umorzenia świadectw pochodzenia lub wpłacenia opłaty zastępczej ciążącego na domu maklerskim.

Prawa majątkowe do świadectw pochodzenia są zbywalne i są przedmiotem obrotu na giełdzie towarowej. Jedno świadectwo pochodzenia wydawane jest za wytworzenie 1 MWh energii elektrycznej dla wszystkich OZE (przy czym w przypadku spalania biomasy konieczne jest spełnienie dodatkowych warunków dotyczących jej pochodzenia).

Każde świadectwo zapisywane jest w rejestrze świadectw pochodzenia i z chwilą zapisu prawa majątkowe wynikające z jego zapisu przysługują posiadaczowi danego konta w rejestrze. Rejestr świadectw pochodzenia prowadzony jest przez Towarową Giełdę Energii (TGE). Przeniesienie praw majątkowych do świadectw na inny podmiot odbywa się poprzez zmianę zapisu w rejestrze. Obrót świadectwami pochodzenia może odbywać się również w systemie pozagiełdowym.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 roku (dalej jako „Rozporządzenie”) precyzuje wymaganą wielkość udziału ilościowego energii elektrycznej wynikającej z przedstawionych do umorzenia świadectw pochodzenia lub z uiszczonych przez przedsiębiorstwo energetyczne opłat zastępczej w całkowitej ilości sprzedanej energii w latach 2008-2017. Minimalny udział energii z OZE w roku 2012 równy był 10,4%, w roku 2013 równy jest 12% a w każdym kolejnym roku do roku 2021 włącznie ustalony jest na poziomie o 1 p.p. wyższym niż w roku poprzednim. Minimalny udział energii z OZE w roku 2021 wynosić będzie 20%.

3.1.2.2. OBOWIĄZEK UMORZENIA ŚWIADECTW POCHODZENIA

Świadectwa pochodzenia umarzane są na podstawie wniosku złożonego do prezesa URE. W celu rozliczenia wykonania obowiązku w danym roku, świadectwa należy przedstawić do umorzenia do dnia 31 marca kolejnego roku. Prezes URE informację o wydanych i umorzonych świadectwach przekazuje podmiotowi prowadzącemu ich rejestr.

Świadectwo pochodzenia nie ma daty ważności, wobec czego przedsiębiorstwo nie musi przedstawiać do umorzenia wszystkich świadectw, jeśli posiada ich więcej niż wynikałoby to z ciążącego na nim obowiązku. Z chwilą umorzenia świadectwa wygasają prawa majątkowe z nim związane.

3.1.2.3. OPŁATA ZASTĘPCZA

Alternatywą dla przedsiębiorstw, na których ciąży obowiązek przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia energii jest uiszczenie opłaty zastępczej.

Opłatę zastępczą wylicza się na podstawie opłaty jednostkowej (za 1 MWh energii elektrycznej) oraz ilości energii wynikającej z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, pomniejszonej o ilość energii wynikającej ze świadectw już umorzonych. Jednostkowa opłata zastępcza jest waloryzowana średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych z poprzedniego roku ogłoszonym przez Główny Urząd Statystyczny (GUS). Jej wysokość ogłaszana jest w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki do 31 marca każdego roku. Opłata zastępcza za dany rok uiszczana jest do 31 marca roku kolejnego i stanowi przychód NFOŚiGW. Jednostkowa opłata zastępcza wymieniona w ustawie Prawo energetyczne równa 240 PLN za 1 MWh dotyczy 2005 roku. Obecnie wynosi ona 297,35 PLN za 1 MWh.

Przedsiębiorstwo, na którym ciąży obowiązek umorzenia świadectw pochodzenia i które nie umorzy ich ani nie zapłaci odpowiedniej opłaty zastępczej, podlega karze pieniężnej. Minimalna kara pieniężna stanowi różnicę pomiędzy należną opłatą zastępczą a opłatą już uiszczoną, pomnożoną przez współczynnik równy 1,3. Wysokość kary pieniężnej nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorstwa.

3.1.3. DODATKOWE FORMY WSPARCIA OZE OFEROWANE PRZEZ SYSTEM

System przewiduje dodatkowe wsparcie przewidziane dla producentów energii z OZE. Jednostki produkujące energię z OZE o mocy nie wyższej niż 5 MW oraz jednostki kogeneracji o mocy nie wyższej niż 1 MW zobowiązane są do uiszczenia jedynie połowy opłaty za przyłączenie do sieci, ustalonej na podstawie

rzeczywistych nakładów. Ponadto nie ma ograniczeń dla wprowadzania do sieci energii z OZE i jest ona traktowana w sposób preferencyjny w porównaniu z energią z konwencjonalnych źródeł. Na operatorów sieci elektroenergetycznych został nałożony obowiązek zapewnienia producentom energii z OZE pierwszeństwa w świadczeniu usług w zakresie przesyłania i dystrybucji energii.

Inwestycje w OZE są przedmiotem dotacji ze środków publicznych, w tym unijnych oraz krajowych (w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko oraz Regionalnych Programów Operacyjnych). Istnieje możliwość skorzystania z dotacji między innymi ze środków Mechanizmu Finansowego Europejskiego Obszaru Gospodarczego oraz Norweskiego Systemu Finansowego, a także Systemu Zielonych Inwestycji GIS (*Green Investment Scheme*). Producent energii z OZE może również skorzystać z preferencyjnej pożyczki oferowanej przez NFOŚiGW, finansowanej z funduszy uzyskiwanych z opłat zastępczych.

Ponadto na mocy Ustawy o podatku akcyzowym z dnia 6 grudnia 2008 roku energia elektryczna z OZE jest zwolniona od podatku akcyzowego na podstawie dokumentu potwierdzającego umorzenie świadectwa pochodzenia energii. Stawka akcyzy na energię elektryczną (z konwencjonalnych źródeł) wynosi obecnie 20 PLN za MWh.

Dodatkowo przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię z OZE o łącznej mocy maksymalnie 5 MW zwolnione są z opłat skarbowych (za wydanie świadectwa pochodzenia, wydanie koncesji na wytwarzanie energii, za czynności urzędowe związane z prowadzeniem rejestru) oraz opłat za wpis do rejestru świadectw pochodzenia i dokonanie w nim zmian.

3.2. WADY SYSTEMU

System w obecnym kształcie wspiera i promuje produkcję energii elektrycznej z odnawialnych źródeł, ale jednocześnie ma negatywne konsekwencje w postaci doprowadzania do nadpodaży świadectw pochodzenia i spowolnienia inwestycji w OZE. Nadpodaż świadectw jest przyczyną spadku ich cen do poziomu, przy którym produkcja energii z OZE – a co za tym idzie, inwestycje w nowe moce – staje się nieopłacalna.

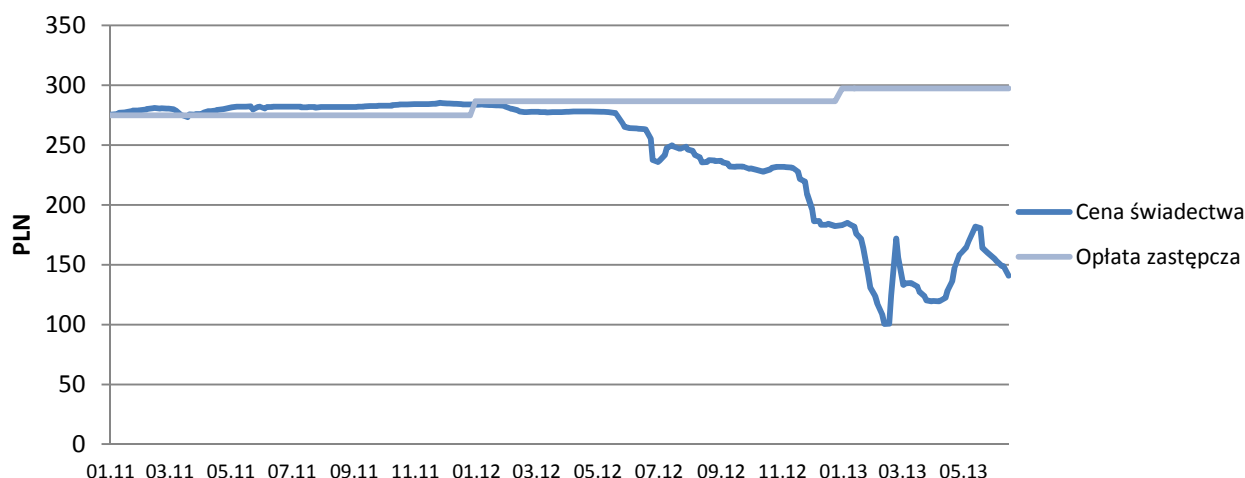
W obowiązującym systemie wprowadzono już zmiany, mające na celu zapobieżenie powstawaniu nadpodaży świadectw. W Rozporządzeniu wprowadzono wyższy niż obowiązujący poprzednio (na podstawie rozporządzenia z 2008 r.) procent energii, jaki powinien pochodzić z OZE. Zmiany te jednak okazały się dalece niewystarczające, nie tylko nie przyczyniając się do likwidacji narosłych problemów, lecz nawet umożliwiając dalsze narastanie nierównowagi systemu. Efektem jest zarówno niemal całkowite wstrzymanie inwestycji w moce OZE, jak i trudności wielu spółek celowych, do których należą działające już instalacje, z osiągnięciem wskaźników finansowych wymaganych na podstawie zawartych umów kredytowych (zapisy określane jako *covenants*).

3.2.1. NADPODAŻ ŚWIADECTW POCHODZENIA

Utrzymująca się różnica pomiędzy liczbą wydawanych świadectw pochodzenia a liczbą świadectw przedstawianych do umorzenia jest przyczyną nierównowagi na rynku świadectw (przewaga podaży nad popytem), co powoduje spadek ich cen. Jako że możliwość uzyskania dodatkowego przychodu ze sprzedaży świadectwa (ponad przychód ze sprzedaży energii elektrycznej) stanowi podstawowy motyw inwestycji w OZE, sytuacja ta odbija się na kondycji finansowej obecnie działających instalacji oraz na planach potencjalnych inwestorów.

Poniższy wykres prezentuje ceny świadectw pochodzenia oraz wartości opłaty zastępczej w okresie od 1 stycznia 2011 do połowy roku 2013. W pierwszym kwartale 2013 roku średnioważona cena świadectw pochodzenia (indeks PMOZE_A) na TGE równa była 147,88 PLN. Wyraźny spadek cen miał miejsce od początku roku do początku marca. Następnie cena świadectwa ustabilizowała się na poziomie 120-130 PLN. Od końca kwietnia miał miejsce wzrost ceny świadectw do 181,75 PLN (16 maja 2013 roku). Następnie cena utrzymywała się w granicach 160-180 PLN do początku czerwca, kiedy to rozpoczął się jej ponowny spadek do poziomu ok. 140,91 PLN. Od połowy 2012 roku opłata zastępcza utrzymuje się na poziomie istotnie wyższym niż cena świadectwa. Warto podkreślić, że o ile opłacalność działalności w sferze OZE analizować należy odrębnie dla każdego przypadku, to regułą jest, że o realnych inwestycjach można mówić przy cenie świadectwa wynoszącej co najmniej 250 PLN/MW.

Wykres 1. Cena świadectwa pochodzenia (indeks PMOZE_A) i opłata zastępcza w latach 2011-2013



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Urzędu Regulacji Energetyki i Centrum Informacji o Rynku Energii

3.2.1.1. PRZYCZYNY NADPODAŻY

Jedną z przyczyn nadpodaży świadectw pochodzenia jest szybszy niż przewidywany wzrost produkcji energii z OZE. Wpływ na ilość dostępnych na rynku certyfikatów ma rozwój technologii spalania biomasy w instalacjach wielopaliwowych (tzw. współspalania) oraz zwiększający się potencjał wytwarzania energetyki wiatrowej.

Poniższa tabela prezentuje aktualne dane (na dzień 30 maja 2013 roku) dotyczące ilości energii wytworzonej w OZE w 2012 roku na podstawie wydanych przez prezesa URE świadectw pochodzenia.

Tabela 1. Wolumen energii elektrycznej z OZE w 2012 roku

Rodzaj źródła OZE	Ilość [MWh]
Elektrownie na biogaz	528 099,18
Elektrownie na biomasę	1 097 718,58
Elektrownie wytwarzające energię z promieniowania słonecznego	1 136,80
Elektrownie wiatrowe	4 524 473,67
Elektrownie wodne	2 031 544,90
Współspalanie	5 754 955,29
RAZEM	13 937 928,42

Źródło: Urząd Regulacji Energetyki

Według powyższych danych udział energii wyprodukowanej w procesie współspalania stanowi 41% całości energii pochodzącej z odnawialnych źródeł. Oznacza to, że ponad 40% wszystkich świadectw pochodzenia wydanych w 2012 roku pochodziło ze współspalania.

Współspalanie rozwinęło się szczególnie przed rokiem 2012, kiedy to cena świadectwa była zbliżona do opłaty zastępczej. Grupy energetyczne i elektrownie węglowe wprowadzały wtedy technologię spalania wielopaliwowego w kotłach węglowych, wymagającą stosunkowo niewielkich nakładów inwestycyjnych, dzięki której mogły uzyskiwać świadectwa pochodzenia, z reguły umarzone na wniosek spółek obrotu należących do tej samej grupy kapitałowej. W konsekwencji zwiększyła się liczba dostępnych na rynku świadectw, co wywołało spadek ich cen.

Ponadto, nawet przy niskich cenach świadectw, niektóre spółki obrotu korzystają z możliwości zwolnienia się z obowiązku przedstawienia certyfikatu do umorzenia poprzez uiszczenie opłaty zastępczej (mimo dostępności na rynku świadectw w cenie znacznie niższej od opłaty zastępczej). Wedle sprawozdania z działalności

NFOŚiGW w 2012 r. przychody funduszu z opłat zastępczych i kar wynikających z ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne poz. 1059) wyniosły 470,4 mln PLN. Zjawisko to, związane prawdopodobnie z możliwością wliczenia opłaty zastępczej do taryfy i obciążenia nią odbiorcy końcowego, jest przyczyną dodatkowego kumulowania nawisu podażowego świadectw pochodzenia oraz pogłębia spadku ich cen.

Wreszcie istotną przyczyną destabilizacji rynku świadectw pochodzenia jest brak transparentności, tzn. publikowanie niepełnych, nieaktualnych i niespójnych informacji dotyczących popytu i podaży praw majątkowych, jak również innych parametrów związanych z rynkiem energii odnawialnej. Sytuację komplikuje fakt, że dane te gromadzone są przez cztery różne podmioty: (1) Agencję Rynku Energii (miesięczne dane m.in. na temat produkcji energii ze źródeł odnawialnych), (2) Urząd Regulacji Energetyki, wydający świadectwa pochodzenia, (3) Towarową Giełdę Energii, rejestrującą wszystkie wydane świadectwa pochodzenia oraz obrót świadectwami, a także (4) Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, na którego rachunek uiszcza się opłatę zastępczą. Produkcja energii z OZE w roku 2012 według danych Agencji Rynku Energii różni się od danych publikowanych przez URE o prawie 20%. Dane dotyczące liczby wydanych i umorzonych świadectw pochodzenia oraz ich skumulowanej nadpodaży, a także świadectw, o których wydanie złożono wnioski, są nadzwyczaj niepewne i rozbieżne. Wreszcie dane publikowane są w cyklach rocznych i półrocznych, a zatem zbyt rzadko, aby umożliwić inwestorom i podmiotom pośredniczącym reakcję na szybko zmieniające się otoczenie rynkowe. Trudno także o to, aby rozwinął się rynek instrumentów pochodnych na świadectwa pochodzenia, skoro notowania instrumentu bazowego (jakim są zielone certyfikaty) obciążone są tak istotnymi niedoborami informacji na temat fundamentalnej i technicznej sytuacji na rynku.

3.2.1.2. SKUTKI NADPODAŻY

Skutkiem nadmiernej ilości świadectw jest spadek ich cen na TGE. Podstawową funkcją świadectw jest wsparcie rozwoju inwestycji z OZE, które w przypadku spadku cen świadectw również maleje. Niskie ceny świadectw skłaniają producentów do utrzymywania ich zapasów (powstrzymywania się od sprzedaży świadectw), tj. „bankowania” praw majątkowych. Stanowi to zagrożenie wypełnienia celów nałożonych na Polskę przez Unię Europejską (UE). Zbankowane (nieumorzono) świadectwa mogą posłużyć do rozliczenia obowiązku krajowego, ale nie mają znaczenia dla wypełnienia celu unijnego. Podstawą rozliczenia wypełnienia wyznaczonego przez UE celu będzie ilość energii z OZE zużyta w 2020 roku, a nie liczba świadectw pochodzenia umorzonych w tym roku, a przyznanych za produkcję energii w latach poprzednich.

Spadek cen świadectw jest bezpośrednią przyczyną spowolnienia, a nawet zatrzymania inwestycji w OZE. Wsparcie uzyskane przez inwestorów poprzez sprzedaż świadectw pochodzenia jest zbyt małe, aby realizacja nowych inwestycji była uzasadniona ekonomicznie; analizowane projekty inwestycyjne uzyskują bowiem ujemne wartości bieżące netto i wewnętrzne stopy zwrotu niższe od kosztu zaangażowanego kapitału. Zbyt niska cena certyfikatu oznacza także niedostateczne środki finansowania kapitału obcego (kredytów bankowych), w praktyce eliminując możliwość uzyskania finansowania w formule *project finance*. Wreszcie niestabilna sytuacja na rynku certyfikatów podwyższa poziom ryzyka inwestycji, dodatkowo zaostrzając kryteria selekcji projektów inwestycyjnych zarówno przez inwestorów, jak i przez banki zainteresowane finansowaniem rozwoju energetyki odnawialnej. Jest to tym istotniejsze, że wieloletni horyzont inwestycyjny wiąże się z oczekiwaniami przewidywalności i długofalowej stabilności systemu regulacyjnego; brak takiej przewidywalności i stabilności stanowi czynnik podwyższający ryzyko inwestycji, a tym samym eliminujący wielu inwestorów z rynku.

Dodatkowo, z związku z tym, że ustawa o OZE nie została jeszcze uchwalona, a jej kolejne projekty budziły wiele kontrowersji, potencjalny inwestor stoi w obliczu niepewności regulacyjnej, co również wpływa negatywnie na rozwój inwestycji.

W konsekwencji należy się spodziewać, że w przypadku niepodjęcia skutecznych środków zaradczych udział energii z OZE w całości sprzedanej energii elektrycznej nie będzie wzrastał w tempie umożliwiającym spełnienie zobowiązań unijnych i celów krajowych. W szczególności nie powstaną trwałe moce OZE, których istnienie obniżyłoby udział paliw kopalnych w bilansie energii pierwotnej i zwiększyło niezależność energetyczną kraju.

3.3. WPŁYW FUNKCJONOWANIA SYSTEMU NA REALIZACJĘ CELU OKREŚLONEGO W KPD I KOSZTY SYSTEMU

Zgodnie z art. 4 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dziennik Unii Europejskiej z 5 czerwca 2009 r. – dalej jako Dyrektywa) „każde państwo członkowskie przyjmuje krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych określa dla danego państwa członkowskiego krajowe cele w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych zużytej w sektorze transportowym, sektorze energii elektrycznej, sektorze ogrzewania i chłodzenia w 2020 r.”

Krajowy plan działania (KPD) w zakresie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych powstał w roku 2010 w wyniku realizacji powyższego zobowiązania w zakresie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, na podstawie schematu przygotowanego przez Komisję Europejską. KPD zawiera prognozę krajowego rozwoju OZE do 2020 roku i zakłada wsparcie producentów energii elektrycznej pochodzącej z OZE. Plan przewiduje rozwój przede wszystkim źródeł wykorzystujących energię wiatru oraz biomasę.

KPD zawiera prognozę wielkości zainstalowanej mocy oraz produkcji energii z odnawialnych źródeł energii do roku 2020. Prognoza KPD na lata 2013-2020 została przedstawiona w poniższej tabeli.

Tabela 2. Moc zainstalowana i produkcja energii z OZE w latach 2013-2020 wg KPD

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Zainstalowana moc (MW)	4 444	5 204	6 074	6 704	7 385	8 065	8 895	10 335
Produkcja energii (GWh)	16 478	18 338	19 875	21 605	23 374	25 416	27 828	32 400

Źródło: Krajowy Plan Działania, Ministerstwo Gospodarki, 2010

KPD przedstawia również przewidywane zużycie energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie, elektroenergetyce i transporcie. Za ogólny cel krajowy KPD wyznacza udział energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 roku równy 15% (co przekłada się około 20% sprzedaży odbiorcom końcowym).

3.3.1. MOŻLIWOŚĆ REALIZACJI KPD W RAMACH OBECNEGO SYSTEMU WSPARCIA

Z przeprowadzonej przez nas analizy wynika, że obecny system nie zapewnia odpowiedniego rozwoju produkcji tudzież instalowanej mocy OZE ani też realizacji celu wyznaczonego w KPD czy też implikowanego Rozporządzeniem. Poniższe tabele prezentują wyniki symulacji wykonanej za pomocą zbudowanego przez nas modelu finansowego. Analizowany był poziom realizacji celu założonego w KPD, ustalony na podstawie modelu (wyjątkiem jest produkcja energii w mikroinstalacjach, której poziom stanowi odrębne założenie). Założenia modelu zostały przedstawione w kolejnym rozdziale.

Tabela 3. Realizacja KPD w 2020 roku – roczna produkcja w GWh

	Osiągnięta	Cel z KPD	%
Wiatrowa (lądowe)	7 480	13 710	54,6%
Wiatrowa (morskie)	0	1 500	0,0%
Energia słoneczna	1	3	47,5%
Biogaz	980	4 018	24,4%
Biomasa (bez współspalania)	3 444	10 200	33,8%
Wodna (mała elektrownia)	492	1 211	40,6%
Wodna (duża elektrownia)	2 100	1 758	119,5%
Mikroinstalacje	2 100		
Współspalanie	7 144		
RAZEM	23 742	32 400	73,3%

Źródło: Opracowanie własne

Jeśli obecny system wsparcia zostanie utrzymany, łączna produkcja energii elektrycznej z wszystkich technologii OZE wyniesie 73,3% wielkości założonej w KPD (z czego ok. 1/3 stanowić będzie współspalanie biomasy, którego nie sposób zaliczyć do trwałych OZE). Jedynie duże elektrownie wodne osiągną, a nawet przekroczą cel krajowy, a energetyka wiatrowa (lądowa) zrealizuje nieco ponad połowę planowanych wielkości.

Na podstawie poniższej tabeli można zaobserwować, iż realizacja celu KPD w zakresie faktycznej zainstalowanej mocy dla wszystkich OZE obniży się z poziomu 99% w roku 2013 do 56% w roku 2019 (nie uwzględniając współspalania biomasy, którego stosowanie nie wiąże się z budową odrębnych mocy wytwórczych, a także tzw. mikroinstalacji, objętych osobnym systemem wsparcia). Z kolei procentowa realizacja celu dotyczącego wielkości produkcji spadnie z 89% w 2013 roku do 73% w 2020 roku (z uwzględnieniem współspalania oraz mikroinstalacji).

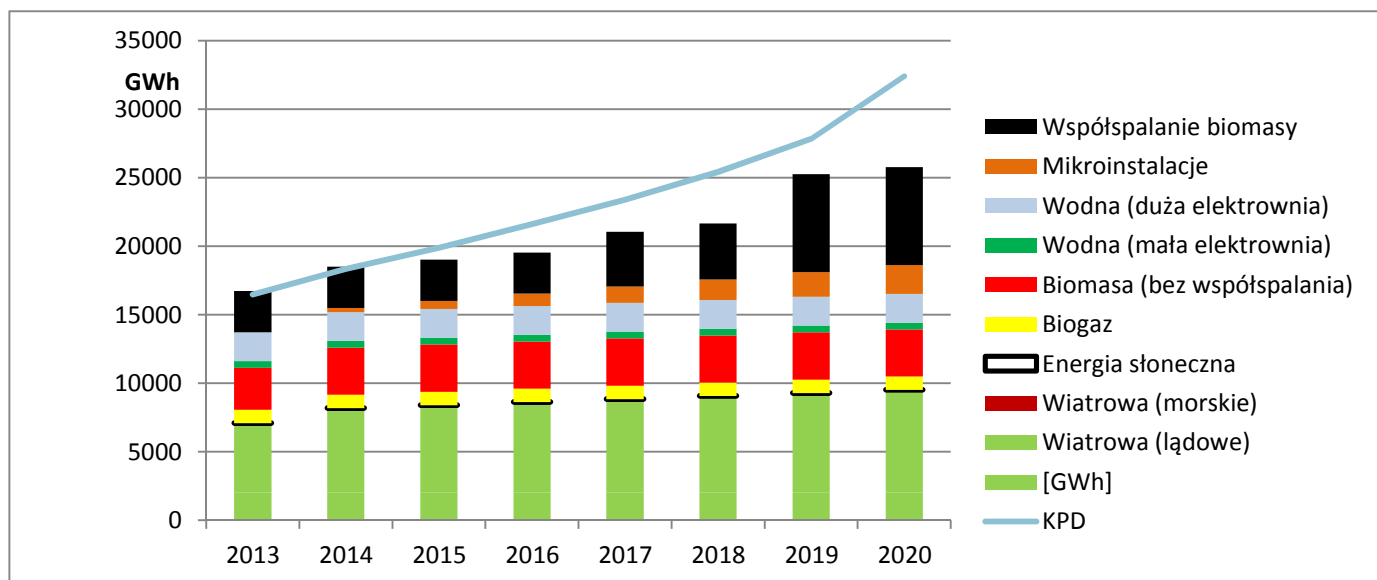
Tabela 4. Realizacja celu z KPD w zakresie faktycznej zainstalowanej mocy w latach 2013-2020

[MW]	FAKTYCZNA MOC ZAINSTALOWANA NA KONIEC ROKU							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wiatrowa (lądowe)	2 800	2 900	3 000	3 100	3 200	3 300	3 400	5 400
Wiatrowa (morskie)	0	0	0	0	0	0	0	0
Energia słoneczna	2	2	2	2	2	2	2	2
Biogaz	140	140	140	140	140	140	140	140
Biomasa (bez współspalania)	492	492	492	492	492	492	492	592
Wodna (mała elektrownia)	107	107	107	107	107	107	107	112
Wodna (duża elektrownia)	840	840	840	840	840	840	840	840
Razem OZE bez współspalania	4 381	4 481	4 581	4 681	4 781	4 881	4 981	7 086
KPD	4 444	5 204	6 074	6 704	7 385	8 065	8 895	10 335
% bez współspalania	99%	86%	75%	70%	65%	61%	56%	69%

Źródło: Opracowanie własne

Najistotniejszym parametrem rzutuującym na decyzje inwestycyjne w OZE jest cena świadectwa pochodzenia. Zapewnienie przychodów ze sprzedaży świadectw na odpowiednim poziomie wymaga osiągnięcia długofalowej równowagi ich rynku, co możliwe będzie tylko wtedy, gdy liczba wydawanych świadectw oferowanych na rynku bądź bankowanych, nie będzie istotnie przekraczała zapotrzebowania generowanego przez obowiązek wynikający z Rozporządzenia. Nadpodaż certyfikatów powoduje załamanie ich cen i hamuje decyzje inwestycyjne, co zilustrowano na kolejnym wykresie i w tabelach. Dopiero w 2018 r. system bilansuje się i pojawia się impuls dla inwestorów w nowe moce OZE.

Wykres 2. Produkcja energii z OZE w GWh (obecny system)



Źródło: Opracowanie własne

Tabela 5. Realizacja celu z KPD w zakresie produkcji energii w latach 2013-2020 (obecny system)

[GWh]	PRODUKCJA ENERGII NA KONIEC ROKU							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wiatrowa (lądowe)	5 060	6 160	6 380	6 600	6 820	7 040	7 260	7 480
Wiatrowa (morskie)	0	0	0	0	0	0	0	0
Energia słoneczna	1	1	1	1	1	1	1	1
Biogaz	980	980	980	980	980	980	980	980
Biomasa (bez współspalania)	3 073	3 444	3 444	3 444	3 444	3 444	3 444	3 444
Wodna (mała elektrownia)	492	492	492	492	492	492	492	492
Wodna (duża elektrownia)	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100
Mikroinstalacje	0	300	600	900	1 200	1 500	1 800	2 100
Współspalanie biomasy	3 000	3 000	3 000	3 000	4 000	4 089	7 144	7 144
Razem OZE bez współspalania	11 707	13 178	13 398	13 618	13 838	14 058	14 278	14 498
KPD	16 478	18 338	19 875	21 605	23 374	25 416	27 828	32 400
% ze współspalaniem	89%	90%	86%	81%	81%	77%	83%	73%

Źródło: Opracowanie własne

W kolejnej tabeli zaprezentowano prognozowaną liczbę świadectw przyznawanych na podstawie produkcji energii elektrycznej z OZE w kolejnych latach oraz popytu na świadectwa, wynikającego z prognozowanej sprzedaży energii odbiorcom końcowym. Po uwzględnieniu wyjściowego poziomu nadpodaży świadectw na koniec 2012 roku efektem jest przewaga podaży (nadpodaż) lub popytu (deficyt) świadectw na koniec roku.

Tabela 6. Saldo świadectw pochodzenia w latach 2013-2020 – obecny system

[GWh]	2012	SALDO ŚWIADECTW POCHODZENIA							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Podaż		14 707	16 178	16 398	16 618	17 838	18 147	21 422	21 642
Popyt		14 508	15 850	16 715	18 101	19 510	20 941	22 395	23 873
Nadpodaż narast.	5 740	5 939	6 266	5 950	4 466	2 794	0	-974	-3 204

Źródło: Opracowanie własne

Przy założeniu, że obecny system pozostanie w mocy, duża nadpodaż świadectw pochodzenia utrzyma się aż do 2017 r. (zacznie maleć począwszy od roku 2015). Zbyt późno zlikwidowana nadpodaż będzie skutkować brakiem istotnych inwestycji w nowe duże i średnie instalacje – stąd kryterium określone w KPD nie zostanie spełnione wtedy, gdy staje się to najistotniejsze (2020 r.). Należy też zwrócić uwagę na relatywnie optymistyczne założenie co do tego, że mimo zmniejszenia współspalania biomasy na wiele lat (w reakcji na niską cenę certyfikatów), możliwe będzie odbudowanie go w latach 2019-2020, co przyczyni się do zwiększenia ilości energii kwalifikowanej jako pochodząca z OZE.

W roku 2020 popyt na certyfikaty przewyższy ich podaż aż o 3 204 GWh – głównie wskutek stopniowego wzrostu obowiązku przedstawienia świadectw do umorzenia przy braku przeprowadzonych na czas inwestycji.

W uzupełnieniu przedstawiamy projekcję podaży i popytu na świadectwa pochodzenia w perspektywie roku 2035, przygotowaną przy założeniu utrzymania 20% obowiązku przedstawiania świadectw do umorzenia i przy uwzględnieniu jedynie inwestycji oddanych do roku 2020. Narastający deficyt praw majątkowych wynika z wygasania wsparcia poszczególnych instalacji przy założeniu, że utracą one wsparcie po upływie 15 lat od ich uruchomienia (czego wprawdzie w obecnym systemie nie przewidziano, ale co jednak wydaje się nieuniknione), a także ze wzrostu zapotrzebowania na energię.

Tabela 7. Saldo świadectw pochodzenia w latach 2021-2035 – obecny system

[GWh]	SALDO ŚWIADECTW POCHODZENIA							
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Podaż	26 765	26 765	26 765	26 765	26 765	26 765	26 765	26 765
Popyt	25 457	25 763	26 072	26 385	26 701	27 022	27 346	27 674
Nadpodaż narastająco	-1 897	-895	-202	178	241	-16	-597	-1 507
[GWh]	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Podaż	25 294	25 074	24 854	24 634	24 414	24 194	18 851	
Popyt	28 006	28 342	28 682	29 027	29 375	29 727	30 084	
Nadpodaż narastająco	-4 219	-7 488	-11 316	-15 709	-20 671	-26 204	-37 438	

Źródło: Opracowanie własne

3.3.2. KOSZTY OBECNEGO SYSTEMU WSPARCIA

Tabele zamieszczone w dalszej części niniejszego podrozdziału zawierają prognozowane koszty obecnego systemu wsparcia w cenach nominalnych w ujęciu całościowym oraz w przeliczeniu na 1 MWh energii sprzedanej użytkownikom końcowym. W wyliczeniach uwzględniono dwa główne składniki systemu: wydawane i umarzone świadectwa (koszt nabycia świadectw przerzucany jest na odbiorcę końcowego) oraz tak zwane transfery statystyczne.

Zgodnie z art. 6 Dyrektywy „państwa członkowskie mogą uzgodnić i poczynić ustalenia dotyczące statystycznych transferów określonej ilości energii ze źródeł odnawialnych z jednego państwa członkowskiego do drugiego. Przekazywaną ilość należy odjąć od ilości energii ze źródeł odnawialnych, która jest brana pod uwagę przy obliczaniu, czy państwo członkowskie dokonujące transferu spełnia wymogi art. 3 ust. 1 i 2; oraz dodać do ilości energii ze źródeł odnawialnych, która jest brana pod uwagę przy wyliczaniu, czy państwo członkowskie przyjmujące transfer spełnia wymogi art. 3 ust. 1 i 2”.

Transfery statystyczne ujęte w kosztach w 2020 roku oznaczają zatem uwzględnienie przy rozliczeniu energii z OZE megawatów wyprodukowanych w innych państwach członkowskich, pozwalające na wypełnienie celów krajowych związanych z udziałem energii z OZE w całości produkowanej energii. W 2020 roku, aby Polska mogła wypełnić narzucony obowiązek, odchylenie produkcji energii z OZE od celu krajowego, które nastąpi przy obecnie funkcjonującym systemie, będzie musiało zostać uzupełnione świadectwami pochodzenia z pozostałych krajów członkowskich.

Przy obecnie funkcjonującym systemie zakładana ilość wyprodukowanej energii z OZE przewyższy ilość faktycznie wyprodukowaną o prawie 9 TWh w 2020 roku. Przy założeniu, że koszt transferu statystycznego 1 MWh energii wyniesie 150 EUR w 2020 roku (plus inflacja od 2013 r.) – co stanowi przybliżony koszt produkcji energii z OZE w państwach dysponujących obecnie największymi nadwyżkami – cały koszt z tego tytułu osiągnie wówczas ponad 6 miliardów PLN. Całkowity koszt systemu został oszacowany na niemal 14 miliardów PLN w roku 2020. W przeliczeniu na 1 MWh energii sprzedanej użytkownikom końcowym wartość transferów statystycznych wyniesie 50 PLN, a cały koszt systemu szacowany jest na poziomie 108 PLN.

Tabela 8. Koszty systemu wsparcia w latach 2013-2020 (w mln PLN) – obecny system

[mln PLN]	KOSZTY SYSTEMU WSPARCIA								
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	RAZEM
Wartość popytu na świadectwa	2 594	2 879	3 082	4 561	5 669	6 237	6 837	7 470	39 330
Wartość podaży świadectw	2 630	2 939	3 023	4 188	5 183	5 405	6 540	6 772	
Wartość transferów statystycznych								6 389	
RAZEM	2 594	2 879	3 082	4 561	5 669	6 237	6 837	13 859	45 719

Źródło: Opracowanie własne

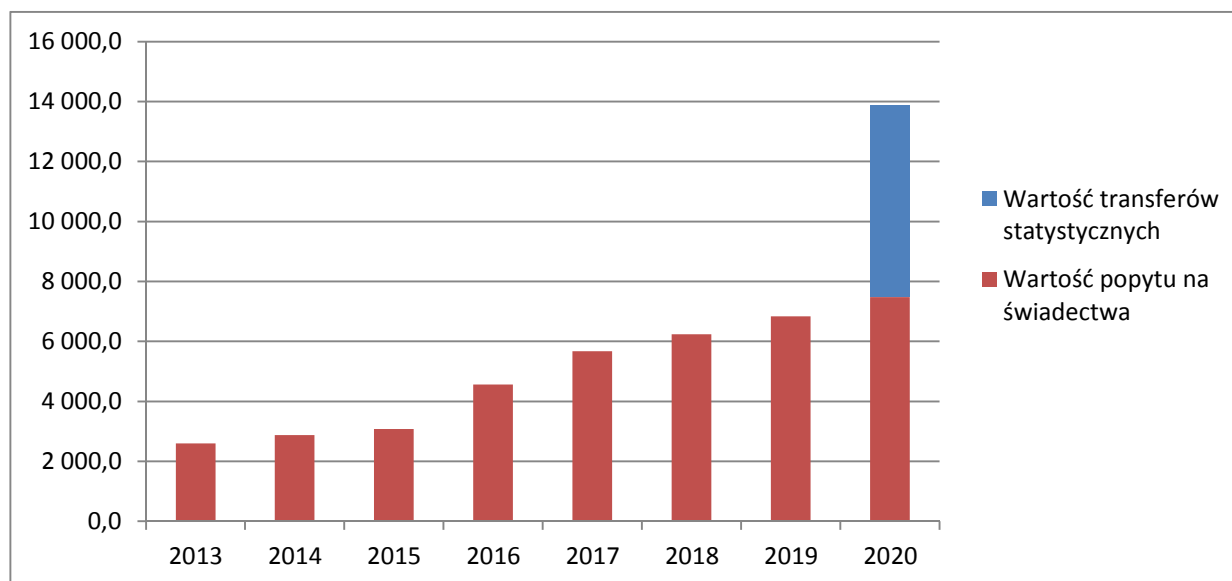
Tabela 9. Koszty systemu wsparcia na MWh całości sprzedaży energii użytkownikom końcowym w latach 2013-2020 (w PLN/MWh) – obecny system

[PLN/MWh]	KOSZTY SYSTEMU WSPARCIA NA MWH SPRZEDAŻY								
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Wartość popytu na świadectwa	21	24	25	37	45	49	54	58	
Wartość podaży świadectw	22	24	25	34	41	43	51	53	
Wartość transferów statystycznych									50
RAZEM POPYT+TRANSFERY	21	24	25	37	45	49	54	108	

Źródło: Opracowanie własne

Obecny system oferuje praktycznie jednakowe wsparcie jednostkom produkującym energię z OZE, niezależnie od rodzaju wykorzystywanej przez nie technologii. Istotną część wsparcia uzyskują obecnie elektrownie korzystające z technologii współspalania biomasy oraz elektrownie wiatrowe i wodne. Jednak w praktyce tylko w przypadku technologii wiatrowej można mówić o inwestycjach w nowe moce wytwórcze, mogące służyć spełnianiu celu krajowego w przyszłości – technologia spalania wielopaliwowego nie wiąże się bowiem z nowymi inwestycjami, a potencjał elektrowni wodnych jest mocno ograniczony przez warunki naturalne (brak atrakcyjnych miejsc nowych inwestycji), stąd ze wsparcia korzystają głównie jednostki wzniesione w odległej przeszłości.

Wykres 3. Koszty systemu wsparcia w mln PLN (obecny system)



Źródło: Opracowanie własne

Podsumowując, obecny system wsparcia nie pozwala na realizację celów wytyczonych w KPD, co implikowałoby konieczność uzupełnienia niedoboru wyprodukowanej energii z OZE poprzez zakup transferów statystycznych z państw członkowskich dysponujących nadwyżkami wyprodukowanej energii odnawialnej. Podwyższy to dodatkowo koszt funkcjonowania systemu w roku 2020.

4. Założenia i konstrukcja modelu finansowego

4.1. POWODY STWORZENIA MODELU

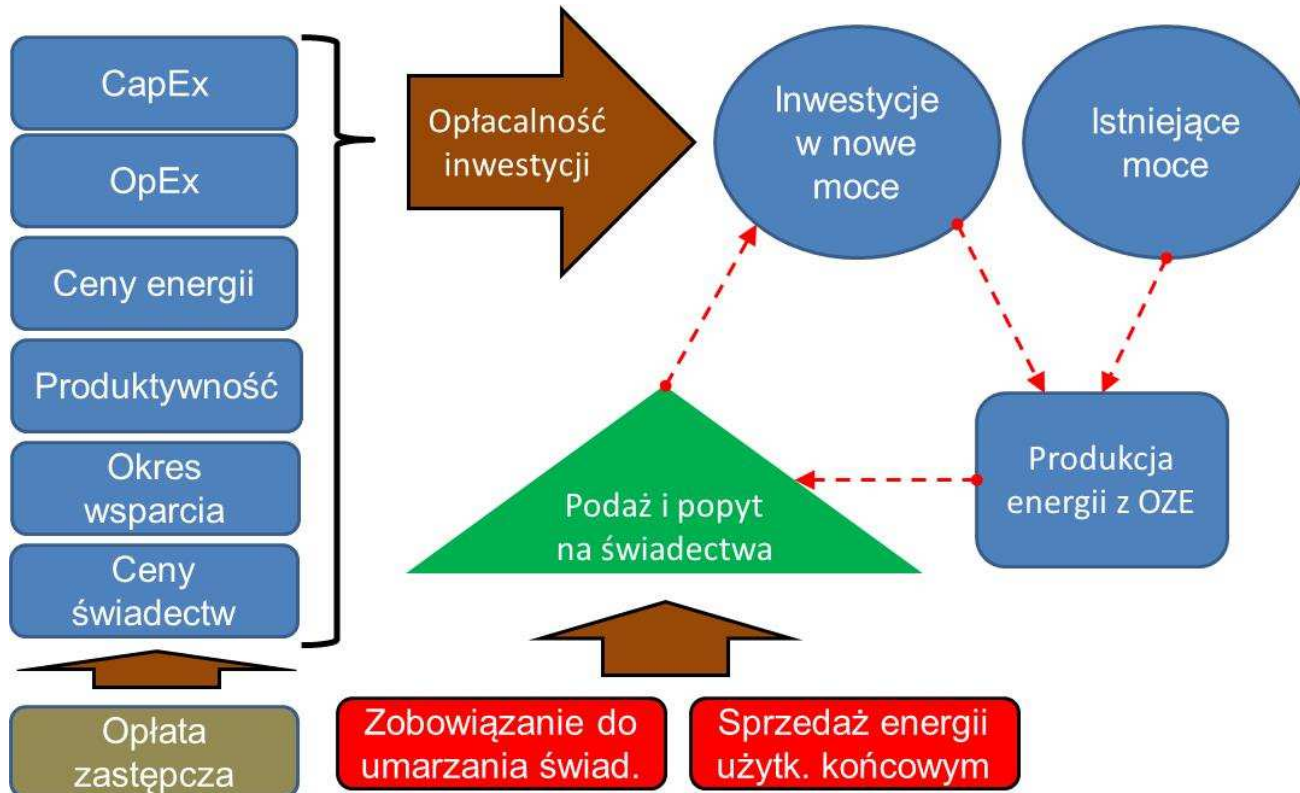
Model finansowy stworzono na potrzeby oceny rozwiązań, które umożliwiłyby Polsce realizację unijnych zobowiązań poprzez rozwój energetyki odnawialnej, oraz wskazania ścieżki dojścia do celu określonego w KPD. Cel ten należałoby spełnić w jak największym stopniu na bazie trwałego portfela mocy (tzn. mogącego funkcjonować w dłuższej perspektywie), ograniczając koszty systemu wsparcia przy uwzględnieniu kosztów transferów statystycznych.

Ponieważ warunkiem spełnienia założonego celu jest zapewnienie opłacalności inwestycji w OZE i umożliwienie ich sfinansowania, niezbędne było połączenie analizy w skali mikro (na poziomie pojedynczej instalacji) z analizą w skali makro (zagregowanie danych i prognoz dotyczących wielu instalacji oraz wyciągnięcie wniosków). W tym celu oszacowano maksymalne tempo inwestycji – ustalono liczbę MW mocy każdej z technologii, jaka może powstać rocznie w korzystnych warunkach inwestycyjnych – oraz określono wpływ opłacalności inwestycji na ich faktyczny przyrost.

Przyjęto, także, że maksymalna ilość energii elektrycznej z instalacji wykorzystujących spalanie wielopaliwowe wynosi ok. 7.144 GWh, co wynika z konieczności pozyskania biomasy w sposób zrównoważony (źródła krajowe).

4.2. KONSTRUKCJA MODELU

Rysunek 1. Podstawowe zależności modelu finansowego



Model umożliwia analizowanie wpływu czynników decydujących o opłacalności inwestycji (nakłady inwestycyjne, parametry przychodowe – w tym wynikające z systemu wsparcia – i kosztowe) na decyzje inwestycyjne. Kryterium decydującym o podjęciu lub odrzuceniu decyzji inwestycyjnej jest IRR projektu – wyższe IRR sprzyja inwestycjom, niższe IRR je ogranicza bądź wyklucza. Decyzje o inwestycjach w dane

źródło uzależnione są ponadto od sytuacji na rynku świadectw pochodzenia. Bardziej szczegółowe informacje dotyczące mechanizmów decyzji inwestycyjnej ujęto w rozdziale dotyczącym założeń modelu.

Z drugiej strony w modelu uwzględniono stronę popytową rynku świadectw w postaci procentowego obowiązku przedstawiania ich do umorzenia wraz z bazą tego obowiązku (sprzedaż energii użytkownikom końcowym). Oddziaływanie inwestycji na rynek świadectw oraz sytuacji na tym rynku na kolejne inwestycje stanowi swoiste sprzężenie zwrotne.

4.3. KLUCZOWE ZAŁOŻENIA MODELU

4.3.1. ZAŁOŻENIA PRZYCHODOWE

Przychody instalacji OZE pochodzą ze sprzedaży energii elektrycznej oraz świadectw pochodzenia. Przyjęto, że inwestorzy prowadzą sprzedaż od roku następującego po roku, w którym poniesiono nakłady inwestycyjne (2 lata po podjęciu decyzji inwestycyjnej) na bazie umów długoterminowych po cenach z dyskontem 10% stosunku do cen rynkowych (w przypadku energii elektrycznej za taką uznano cenę ogłaszaną przez URE).

W odniesieniu do cen energii uznano, że po zaobserwowanym w roku 2013 spadku cen hurtowych na rynku konkurencyjnym (co odbije się na cenie ogłaszanej przez URE w roku 2014) można spodziewać się stagnacji, a następnie odbicia spowodowanego zarówno ożywieniem gospodarczym jak i ograniczeniem liczby przyznawanych uprawnień do emisji dwutlenku węgla (co może przywrócić równowagę rynku tych uprawnień i zwiększyć ich ceny). Jest to jedna ze ścieżek przewidzianych w modelu finansowym.

Natomiast dla założeń dotyczących ceny świadectwa pochodzenia, poczynionych poprzez odniesienie do wysokości opłaty zastępczej, kluczowy jest ostateczny powrót do poziomu oscylującego wokół 90% tej opłaty. Ponieważ projekty inwestycyjne oceniane są w perspektywie przychodów wieloletnich, tempo tego powrotu w początkowych latach jest czynnikiem drugorzędym. Między innymi z tego względu zrezygnowano z prób mechanicznego modelowania wpływu sytuacji popytowo-podażowej na ceny certyfikatów. (Z drugiej strony założenie o osiągnięciu przez świadectwo pochodzenia ceny równej 90% opłaty zastępczej związane jest jednak z likwidacją nadpodaży praw majątkowych).

Tabela 10. **Ceny energii ogłaszane przez URE i ceny świadectw pochodzenia w okresie 2013-2020**

[PLN/MWh]	CENY							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Cena rynkowa energii z ub. roku	201	195	195	203	219	228	233	239
<i>zmiana r/r</i>		-3,2%	0,0%	4,0%	8,0%	4,0%	2,5%	2,5%
Ceny świadectw pochodzenia		182	184	252	291	298	305	313
<i>stosunek do opł. zastępczej</i>		60%	60%	80%	90%	90%	90%	90%

Źródło: URE; opracowanie własne

Ilość sprzedanej energii i liczba świadectw uzależniona jest od liczby wyprodukowanych megawatogodzin energii elektrycznej, którą szacuje się w przeliczeniu na megawat mocy. Poniższe dane stanowią niezbędne uproszczenie w stosunku do rzeczywistych, bardzo zróżnicowanych parametrów rozmaitych instalacji.

Tabela 11. **Produktywność instalacji poszczególnych OZE**

Technologia	Liczba MWh na MW rocznie
Wiatrowa (lądowe)	2 200
Wiatrowa (morskie)	3 900
Energia słoneczna	950
Biogaz	7 000
Biomasa (bez współspalania)	7 000
Wodna (mała elektrownia)	4 600
Wodna (duża elektrownia)	2 500

Zródło: Opracowanie własne na podstawie danych zewnętrznych

4.3.2. ZAŁOŻENIA KOSZTOWE

Na podstawie analizy opracowań zewnętrznych oraz informacji pozyskanych od ekspertów branżowych stworzono tabelę typowych nakładów inwestycyjnych oraz uśrednionych kosztów funkcjonowania instalacji OZE w przeliczeniu na megawat mocy. Przyjęto także, że nakłady inwestycyjne dla poszczególnych technologii w przeliczeniu na megawat mocy będą rocznie spadać o: 2,5% w przypadku farm wiatrowych, 3% w odniesieniu do instalacji fotowoltaicznych i o 1% w przypadku elektrowni biomasowych, biogazowych i wodnych. Ze względu na konieczność uśrednienia danych dotyczących instalacji kogeneracyjnych oraz wytwarzających wyłącznie energię elektryczną (w przypadku biomasy i biogazu) w szacunkach kosztów operacyjnych uwzględniono (ze znakiem ujemnym) przychody ze sprzedaży ciepła.

Najwyższe koszty operacyjne charakterystyczne są dla technologii wykorzystującej energię biogazu – przy założonej produktywności jest to rocznie 2,3 mln PLN/MW; najniższe dla technologii wykorzystującej energię słoneczną – rocznie 86 tys. PLN/MW. Uznano także, że koszty operacyjne dla poszczególnych technologii w przeliczeniu na megawatogodzinę rosnać będą w tempie inflacji (średnio o 2,1% rocznie w perspektywie roku 2020); w przypadku lądowej energetyki wiatrowej wzrost do 2020 r. jest wyższy o 1,5 PLN na MWh na rok (łącznie wzrost: 3,4% rocznie) ze względu na obciążenie tej technologii większymi kosztami bilansowania energii w systemie.

Efektom jest rosnąca opłacalność technologii relatywnie kapitałochłonnych (o niższych kosztach operacyjnych), takich jak źródła wykorzystujące energię wiatru oraz fotowoltaika.

Tabela 12. Założenia dotyczące nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych

[tys. PLN/MW]	ZAŁOŻENIA KOSZTOWE							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nakłady inwestycyjne (CapEx)								
Wiatrowa (lądowe)	6 295	6 138	5 984	5 835	5 689	5 546	5 408	5 273
zmiana r/r		-2,5%	-2,5%	-2,5%	-2,5%	-2,5%	-2,5%	-2,5%
Wiatrowa (morskie)	13 600	13 464	13 329	13 196	13 064	12 933	12 804	12 676
zmiana r/r		-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%
Energia słoneczna	6 100	5 917	5 739	5 567	5 400	5 238	5 081	4 929
zmiana r/r		-3,0%	-3,0%	-3,0%	-3,0%	-3,0%	-3,0%	-3,0%
Biogaz	11 840	11 722	11 604	11 488	11 373	11 260	11 147	11 036
zmiana r/r		-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%
Biomasa (bez współspalania)	10 689	10 582	10 476	10 372	10 268	10 165	10 064	9 963
zmiana r/r		-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%
Wodna (mała elektrownia)	15 900	15 741	15 584	15 428	15 273	15 121	14 970	14 820
zmiana r/r		-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%
Wodna (duża elektrownia)	13 800	13 662	13 525	13 390	13 256	13 124	12 992	12 863
zmiana r/r		-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%
Koszty operacyjne (OpEx) roczne								
zmiana r/r =Inflacja		1,6%	1,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Wiatrowa (lądowe)	223	230	237	244	253	263	273	283
Wiatrowa (morskie)	931	946	961	976	1 000	1 025	1 051	1 077
Energia słoneczna	86	87	89	90	92	95	97	99
Biogaz	2 300	2 337	2 374	2 410	2 470	2 532	2 595	2 660
Biomasa (bez współspalania)	2 000	2 032	2 065	2 095	2 148	2 202	2 257	2 313
Wodna (mała elektrownia)	465	472	480	487	499	512	524	538
Wodna (duża elektrownia)	409	416	422	429	439	450	462	473

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych zewnętrznych

4.3.3. ZAŁOŻENIA DOTYCZĄCE ZACHOWAŃ INWESTYCYJNYCH

Jak już wspomniano, poza powyższymi czynnikami o charakterze rynkowym i technicznym, wpływającymi na IRR projektu, a zatem na jego opłacalność, dla decyzji inwestycyjnej kluczowa jest sytuacja na rynku świadectw pochodzenia.

Zastosowany mechanizm powoduje zatem, że narastająca (skumulowana) nadpodaż świadectw powyżej 2.000 GWh całkowicie blokuje inwestycje w danym roku i kolejnym (co wynika z załamania rynku świadectw); jeśli inwestycje nie zostały w ten sposób zablokowane, to ich rozmiary uzależnione są od opłacalności mierzonej IRR.

Jeżeli więc w roku poprzedzającym dany rok:

- Nadpodaż świadectw (narastająco) wynosiła powyżej 2.000 GWh – do inwestycji w tym roku nie dochodzi, bo założone ceny świadectw pochodzenia są nieosiągalne i brak perspektyw odbicia rynku, wiążącego się z uzyskaniem cen zapewniających opłacalność.
- Nadpodaż świadectw (narastająco) wynosiła maksymalnie 2.000 GWh to:
 - Jeżeli wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji w daną technologię przekracza 12,5%, realizowane są wszystkie potencjalne inwestycje w daną technologię, o których mowa w sekcji 4.3.4.
 - Jeśli IRR zawiera się między 9,5% a 12,5%, dochodzi do połowy potencjalnych inwestycji.
 - Przy IRR 9,5% lub mniejszym nie dochodzi do inwestycji.

Wreszcie przyjęto minimalny poziom inwestycji w energetykę wiatrową w latach 2013-2014 na poziomie odpowiednio 500 MW i 100 MW, a także dokończenie w 2013 r. inwestycji w instalacje biomasowe o łącznej mocy 53 MW.

4.3.4. POZOSTAŁE ZAŁOŻENIA

Poziom potencjalnych inwestycji, o których mowa w sekcji 4.3.3, przedstawiono w poniższej tabeli. W środkowej kolumnie widnieje łączna osiągalna moc danej technologii (łącznie z instalacjami wybudowanymi do 2012 r.).

Tabela 13. **Założenia dotyczące potencjalnych inwestycji w nowe moce [MW]**

Technologia	Moc łączna	Instalacja rocznie
Energia wiatrowa (elektrownie lądowe)	8 000	2 000
Energia wiatrowa (elektrownie morskie)	0	1 000
Energia słoneczna	2 000	2 000
Biogaz	520	50
Biomasa	8 000	200
Energia wodna (mała elektrownia)	190	10
Energia wodna (duża elektrownia)	840	0

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych zewnętrznych

Do pozostałych istotnych założeń zaliczyć trzeba wzrost sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych o 0,85% rocznie w perspektywie roku 2020, powstanie mikroinstalacji korzystających ze wsparcia przyznanego na podstawie odrębnych mechanizmów (taryfy gwarantowane, współfinansowanie nakładów inwestycyjnych ze środków publicznych), a także przewidziane tzw. małym trójpakietem energetycznym zwolnienie odbiorców energochłonnych z obowiązku przedstawiania świadectw pochodzenia do umorzenia (wpływ tego zwolnienia na rynek świadectw wstępnie oszacowano na 500 GWh rocznie w postaci mniejszego popytu na certyfikaty).

Tabela 14. **Pozostałe założenia**

[GWh]	POZOSTAŁE ZAŁOŻENIA							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Sprzedaż energii elektrycznej	120 897	121 925	122 961	124 006	125 060	126 123	127 195	128 276
<i>zmiana r/r</i>		0,85%	0,85%	0,85%	0,85%	0,85%	0,85%	0,85%
Zwolnienie odbiorców energochłonnych		0	-500	-500	-500	-500	-500	-500
Produkcja z mikroinstalacji	0	300	600	900	1 200	1 500	1 800	2 100
Koszt transferu stat. [EUR/MWh]	150	155	157	161	165	169	173	178

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych zewnętrznych

5. Optymalny scenariusz rozwoju OZE

5.1. OPIS PROPONOWANYCH ROZWIĄZAŃ

W celu rozwiązania najważniejszego z problemów trapiących inwestorów w OZE, tzn. likwidacji nadpodaży świadectw pochodzenia, a co za tym idzie, niskich ich cen, należy:

- istotnie ograniczyć liczbę świadectw pochodzenia przyznawanych producentom energii ze współspalania biomasy – jako technologii niezwiązanej z inwestycjami w nowe moce,
- zwiększyć obowiązek umarzania zielonych certyfikatów – lecz w tempie innym niż ustalone w Rozporządzeniu – w celu wchłonięcia historycznej oraz przyszłej podaży,
- administracyjnie ograniczyć współspalanie biomasy do 7144 GWh rocznie.

Wdrożenie tych rozwiązań umożliwiłoby szybszą likwidację nadpodaży do roku 2015, co będzie skutkowało zwiększeniem i ustabilizowaniem cen rynkowych certyfikatów i przywróceniem opłacalności projektów OZE, a wraz z nią – inwestycji w sektorze.

Powyższe propozycje spełniają wymagania, jakie należałoby postawić przed racjonalnym systemem wsparcia energetyki odnawialnej:

- Minimalizacja kosztów systemu wsparcia, z uwzględnieniem kosztów transferów statystycznych. Istnieje ryzyko niezrealizowania celu unijnego dotyczącego energii z OZE, czego konsekwencją jest konieczność dokonania od roku 2020 transferów statystycznych, o których mowa w sekcji 3.3.2.
- Równe traktowanie technologii przez system wsparcia. System wsparcia jest oparty o jednolity rynek certyfikatów, o wartości ograniczonej kwotą opłaty zastępczej. Każdej technologii, której wsparcie służy powstawaniu nowej mocy wytwórczych, przysługuje 1 certyfikat. Współspalanie jest ograniczone ilościowo.
- Zapewnienie opłacalności inwestycji w nowe moce OZE, co pozwoli na dostateczny wzrost mocy do 2020 roku. Finansowanie nowych inwestycji jest możliwe tylko przy strukturalnie zbilansowanym rynku certyfikatów, co odbija się na ich cenie.

5.1.1. OGRANICZENIE LICZBY ŚWIADECTW POCHODZENIA – WSPÓŁSPALANIE

Opłacalność produkcji energii z poszczególnych OZE uzależniona jest od formy dopłaty do ceny energii elektrycznej, jaką jest wartość rynkowa świadectwa pochodzenia. Zależnie od nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych danej technologii oszacować można minimalną cenę świadectwa, przy której eksploatacja danego źródła staje się opłacalna. Inaczej jednak niż w przypadku takich źródeł jak elektrownie biomasowe czy wiatrowe, współspalanie biomasy w kotłach węglowych nie wymaga poniesienia istotnych nakładów inwestycyjnych (z jednej strony) ani nie tworzy nowych mocy wytwórczych (z drugiej strony). W związku z tym „moce” instalacji spalania wielopaliwowego, nie zwiększające potencjału krajowego systemu elektroenergetycznego, mogą zniknąć równie szybko jak się pojawiły – nie mają zatem charakteru trwałego – jakkolwiek jednak współspalanie jest technologią zdecydowanie tańszą od tych, które wymagają budowy nowych mocy. Szacuje się, że już przy cenie świadectwa na poziomie 150-180 PLN dodawanie biomasy do kotłów węglowych zaczyna przynosić dodatni efekt finansowy (jednak szacunek ten jest niezwykle zmienny ze względu na wahania cen biomasy i zmieniające się wymagania prawne odnośnie źródeł jej pochodzenia – w tym nowe obowiązki dotyczące wykorzystania biomasy rolniczej).

W scenariuszu stworzonym na potrzeby niniejszego raportu przewidziano zatem, że za 1 MWh energii elektrycznej ze współspalania biomasy z węglem właściciel instalacji otrzymywałby **0,6** świadectwa pochodzenia. Jest to poziom, który **po znormalizowaniu sytuacji na rynku świadectw** powinien umożliwić relatywnie opłacalne eksploataowanie tej technologii.

5.1.2. ZWIĘKSZENIE OBOWIĄZKU UMARZANIA ZIELONYCH CERTYFIKATÓW

Warunkiem likwidacji nadpodaży świadectw jest zwiększenie popytu na nie. W scenariuszu optymalnym stworzono autorską ścieżkę umiarkowanego zwiększania procentowego obowiązku przedstawiania świadectw do umorzenia, nakładanego na sprzedawców energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Wdrożenie ścieżki umożliwi usunięcie z rynku nawisu podażowego świadectw w latach 2014-2015, a w kolejnych latach zaabsorbowanie świadectw pochodzących z rozwijającej się energetyki wiatrowej (oraz współspalania i innych technologii). Ścieżkę tę przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 15. **Ścieżka wzrostu obowiązku umarzenia zielonych certyfikatów**

[GWh]	ZOBOWIĄZANIE DO UMARZANIA ŚWIADECTW POCHODZENIA							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Obecny system (rozporządzenie 2012)	12,0%	13,0%	14,0%	15,0%	16,0%	17,0%	18,0%	19,0%
Scenariusz optymalny	12,0%	15,0%	16,0%	16,0%	16,0%	17,0%	20,0%	23,0%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych zewnętrznych

W scenariuszu optymalnym zobowiązanie podnoszone jest wcześniej niż wynika z Rozporządzenia, natomiast w latach 2016-2018 jego wzrost zostaje zahamowany. Znajduje to swoje odbicie w niższych kosztach systemu i w lepszym zbilansowaniu rynku świadectw. Dopiero w latach 2019-2020, w związku z koniecznością wchłonięcia świadectw przyznawanych instalacjom wybudowanych w poprzednich latach, zobowiązanie ponownie rośnie.

Potencjalny deficyt świadectw na rynku jest mniejszym problemem z uwagi na możliwość uiszczania opłaty zastępczej zamiast nabywania i umarzenia świadectwa.

5.2. MOŻLIWOŚĆ REALIZACJI KPD

Zaproponowane zmiany skutkują możliwością stworzenia nowych mocy OZE i realizacją – wraz ze współspalaniem i założoną produkcją z mikroinstalacji – celu wyznaczonego w KPD. Poniższe tabele prezentują poziom realizacji KPD w scenariuszu optymalnym.

Tabela 16. **Realizacja KPD w 2020 roku – roczna produkcja w GWh – scenariusz optymalny**

	Osiągnięta	Cel z KPD	%
Wiatrowa (lądowe)	17 600	13 710	128,4%
Wiatrowa (morskie)	0	1 500	0,0%
Energia słoneczna	1	3	47,5%
Biogaz	980	4 018	24,4%
Biomasa (bez współspalania)	4 844	10 200	47,5%
Wodna (mała elektrownia)	561	1 211	46,3%
Wodna (duża elektrownia)	2 100	1 758	119,5%
Mikroinstalacje	2 100		
Współspalanie	4 213		
RAZEM	32 400	32 400	100,0%

Źródło: Opracowanie własne

Wdrożenie scenariusza umożliwiłoby zwiększenie produkcji energii elektrycznej z OZE do 100% wielkości założonej w KPD. Wzrost ten dokonałby się głównie siłami energetyki wiatrowej, będącej technologią najtańszą (nawet uwzględniając zwiększony koszt bilansowania systemu elektroenergetycznego) poza współspalaniem biomasy. Zapotrzebowanie na biomasę (generowane głównie przez współspalanie) opiera się o dostawy krajowe, a nie import. Cele określone w KPD na rok 2020 zostają osiągnięte, uwzględniając zasadę minimalizacji kosztów. Po istotnej redukcji nadpodaży świadectw pochodzenia impuls inwestycyjny powoduje, że w 2017-2019 dynamiczny przyrost mocy wytwórczych przywraca łączne moce zainstalowane na ścieżkę przewidzianą w KPD. Co istotne, jest to możliwe **wyłącznie dzięki wcześniejszemu o 2 lata rozwiązaniu problemu nadpodaży zielonych certyfikatów.**

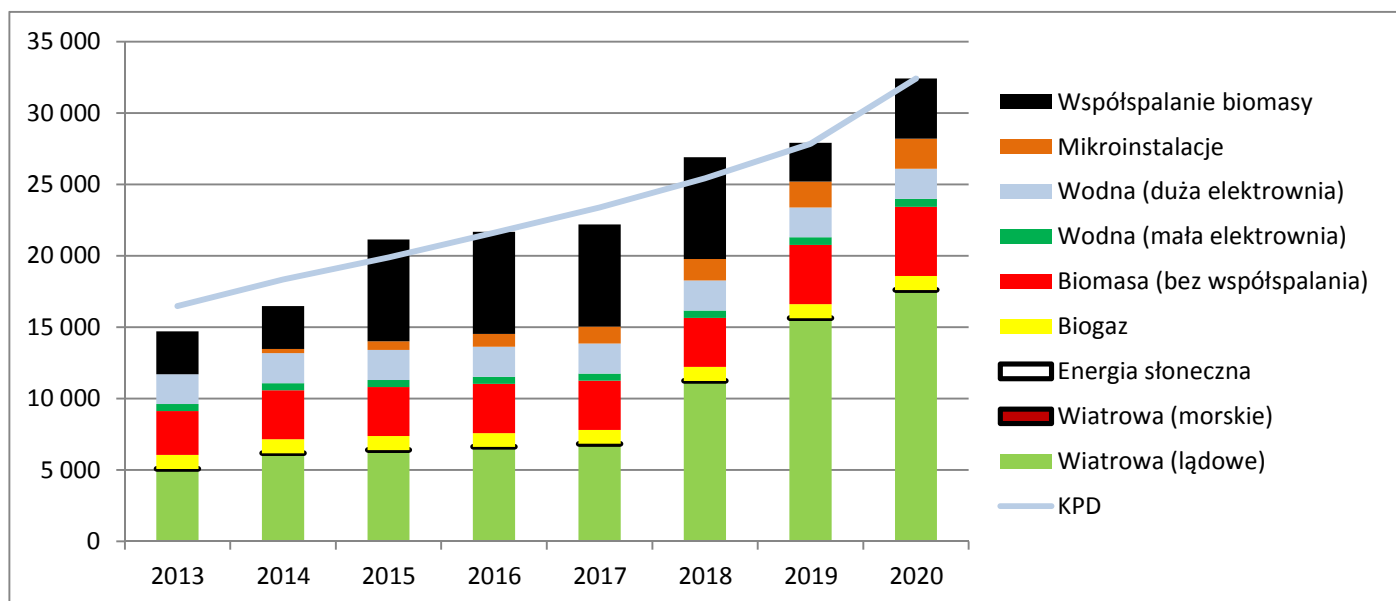
Tabela 17. Realizacja celu z KPD w zakresie faktycznej zainstalowanej mocy w latach 2013-2020 (scenariusz optymalny)

[MW]	FAKTYCZNA MOC ZAINSTALOWANA NA KONIEC ROKU							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wiatrowa (lądowe)	2 800	2 900	3 000	3 100	5 100	7 100	8 000	8 100
Wiatrowa (morskie)	0	0	0	0	0	0	0	0
Energia słoneczna	2	2	2	2	2	2	2	2
Biogaz	140	140	140	140	140	140	140	140
Biomasa (bez współspalania)	492	492	492	492	492	592	692	792
Wodna (mała elektrownia)	107	107	107	107	112	117	122	127
Wodna (duża elektrownia)	840	840	840	840	840	840	840	840
KPD	4 444	5 204	6 074	6 704	7 385	8 065	8 895	10 335
% bez współspalania	99%	86%	75%	70%	91%	109%	110%	97%

Źródło: Opracowanie własne

System wsparcia pozwala na kontrolowany rozwój najtańszych technologii. Jednocześnie dominująca technologia wiatru na lądzie ma dwie cechy predysponujące ją do tej roli: kapitałochłonność (wysokie nakłady inwestycyjne, niskie koszty operacyjne) powoduje, że inwestycje w to źródło są trwałe i mogą funkcjonować po zakończeniu okresu wsparcia (przychody z jednego megawata samej energii elektrycznej przekraczają koszty funkcjonowania farmy wiatrowej); natomiast dotychczasowy rozwój energetyki wiatrowej w Polsce jest dla inwestorów i innych zainteresowanych stron źródłem doświadczeń związanych ze ścieżką uzyskiwania zezwoleń administracyjnych, prowadzenia badań środowiskowych, finansowania bankowego itp.

Wykres 4. Produkcja energii z OZE w GWh (scenariusz optymalny)



Źródło: Opracowanie własne

Współspalanie staje się czynnikiem równoważącym rynek certyfikatów, a nie destabilizującym go – dzięki swojej elastyczności (możliwość szybkiej rezygnacji ze współspalania bądź ponownego wykorzystania technologii wielopaliwowej w kotle wcześniej przywróconym do spalania wyłącznie węgla) stanowi ono uzupełnienie portfela istniejących i nowych mocy OZE.

Tabela 18. Realizacja celu z KPD w zakresie produkcji energii w latach 2013-2020 (scenariusz optymalny)

[GWh]	PRODUKCJA ENERGII NA KONIEC ROKU							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wiatrowa (lądowe)	5 060	6 160	6 380	6 600	6 820	11 220	15 620	17 600
Wiatrowa (morskie)	0	0	0	0	0	0	0	0
Energia słoneczna	1	1	1	1	1	1	1	1
Biogaz	980	980	980	980	980	980	980	980
Biomasa (bez współspalania)	3 073	3 444	3 444	3 444	3 444	3 444	4 144	4 844
Wodna (mała elektrownia)	492	492	492	492	492	515	538	561
Wodna (duża elektrownia)	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100
Współspalanie biomasy	3 000	3 000	7 144	7 144	7 144	7 144	2 723	4 213
Razem OZE bez współspalania	11 707	13 178	13 398	13 618	13 838	18 261	23 384	26 087
KPD	16 478	18 338	19 875	21 605	23 374	25 416	27 828	32 400
% ze współspalaniem	101%	99%	113%	105%	98%	108%	101%	100%

Źródło: Opracowanie własne

W kolejnej tabeli zaprezentowano prognozowaną liczbę świadectw przyznawanych na podstawie produkcji energii elektrycznej z OZE w kolejnych latach oraz popytu na świadectwa, wynikającego z prognozowanej sprzedaży energii odbiorcom końcowym. Efektem jest przewaga podaży (nadpodaż) lub popytu (deficyt) świadectw na koniec roku.

Tabela 19. Saldo świadectw pochodzenia w latach 2013-2020 (scenariusz optymalny)

[GWh]	2012	SALDO ŚWIADECTW POCHODZENIA							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Podaż		14 707	14 978	17 684	17 904	18 124	22 547	25 017	28 615
Popyt		14 508	18 289	19 174	19 341	19 510	20 941	24 939	29 004
Nadpodaż narast.	5 740	5 939	2 628	1 138	-299	-1 684	-78	0	-389

Źródło: Opracowanie własne

Po zwiększeniu popytu na certyfikaty ich niskie ceny początkowo utrzymują się, do chwili wchłonięcia skumulowanej nadpodaży, ograniczając współspalanie. Odpowiednie zwiększenie popytu na certyfikaty i jednocześnie ograniczenie liczby świadectw przyznawanych instalacjom współspalania przywraca równowagę systemu i zwiększa cenę praw majątkowych, wywołując impuls inwestycyjny już w latach 2015-2016, gdy znika nadpodaż i rosną ceny świadectw, a jednocześnie poprawia się relacja ceny energii do nakładów inwestycyjnych. Dzięki możliwości wniesienia opłaty zastępczej występujący przejściowo potencjalny deficyt świadectw nie jest tak zasadniczym problemem jak ich nadpodaż.

Jak wspomniano, wolniejszy rozwój innych źródeł wynika z mniej korzystnej relacji kosztów do efektywności. Energetyka wiatrowa „wygrywa” w konkurencji o dostęp do wsparcia z korzyścią dla ponoszącego koszty tego systemu odbiorcy końcowego.

Jeśli chodzi o podaż i popyt na świadectwa pochodzenia w perspektywie roku 2035 w kontekście wydarzeń mających miejsce w latach 2014-2020, należy podkreślić, że co prawda założenie o utrzymaniu zobowiązania do umarzania świadectw pochodzenia na poziomie 23% sprzedaży odbiorcom końcowym oznacza przejściową nadpodaż praw majątkowych i może wymagać zaangażowania dodatkowych środków w stabilizowanie rynku, to taka konieczność zostałaby z nadwyżką zrekomensowana przez późniejsze stopniowe zredukowanie obciążenia odbiorców końcowych (możliwe zmniejszenie obowiązku, oznaczające także redukcję deficytu świadectw) w miarę uzyskiwania przez projekty zdolności do funkcjonowania bez wsparcia. Ponadto na wynik poniższej symulacji wpływ mogłyby mieć zmiany uwarunkowań inwestycyjnych na rynku OZE, do jakich doszłoby po 2020 r.

Tabela 20. **Saldo świadectw pochodzenia w latach 2021-2035 – scenariusz optymalny**

[GWh]	SALDO ŚWIADECTW POCHODZENIA							
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Podaż	31 316	31 316	31 316	31 316	31 316	31 316	31 316	31 316
Popyt	29 352	29 704	30 060	30 421	30 786	31 155	31 529	31 908
Nadpodaż narastająco	1 575	3 188	4 443	5 338	5 868	6 029	5 816	5 224
[GWh]	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Podaż	29 845	29 625	29 405	29 185	24 762	19 639	15 993	
Popyt	32 291	32 678	33 070	33 467	33 869	34 275	34 686	
Nadpodaż narastająco	2 778	-275	-3 940	-8 222	-17 329	-31 965	-50 658	

Źródło: Opracowanie własne

5.3. KOSZTY SYSTEMU WSPARCIA

Poniższe tabele zawierają prognozowane koszty systemu wsparcia przy założeniu wdrożenia optymalnego scenariusza. Ponownie w wyliczeniach uwzględniono dwa główne składniki systemu: wydawane i umarzone świadectwa (koszt nabycia świadectw przerzucany jest na odbiorcę końcowego) oraz transfery statystyczne.

Tym razem jednak koszt transferów statystycznych nie wystąpił. Całkowity koszt systemu został oszacowany na niemal 9 mld PLN w roku 2020 i 43 mld PLN w całym okresie 2013-2020 r. (o ponad 2,5 mld PLN mniej niż w obecnym systemie, niesprzyjającym budowie trwałych mocy). Co więcej, wartość samego popytu na świadectwa pochodzenia – a zatem kwota trafiająca do kieszeni inwestorów w OZE i podmiotów stosujących współspalanie biomasy – jest w tym scenariuszu tylko o niecałe 10% wyższa niż w obecnym systemie (43 mld PLN zamiast 39 mld PLN). Ta stosunkowo nieduża różnica, wynikająca z wyższego obowiązku przedstawiania świadectw do umorzenia, jest wystarczająca, aby zbudować trwałe moce OZE, bowiem w większej części służy ona nowym inwestycjom, a w mniejszej – finansowaniu częściowej zamiany węgla na biomasę jako paliwo w kotłach spalania wielopaliwowego. Zbudowanie z kolei trwałych mocy procentuje w kolejnych latach, pozwalając Polsce uniknąć ponoszenia kosztów transferów statystycznych z innych państw członkowskich.

Tabela 21. **Koszty systemu wsparcia w latach 2013-2020 (w mln PLN) – scenariusz optymalny**

[mln PLN]	KOSZTY SYSTEMU WSPARCIA								
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	RAZEM
Wartość popytu na świadectwa	2 594	3 322	3 535	4 874	5 669	6 237	7 614	9 076	42 921
Wartość podaży świadectw	2 630	2 721	3 261	4 512	5 266	6 716	7 638	8 954	
Wartość transferów statystycznych								0	
RAZEM	2 594	3 322	3 535	4 874	5 669	6 237	7 614	9 076	42 921

Źródło: Opracowanie własne

W przeliczeniu na 1 MWh energii sprzedanej użytkownikom koszt systemu szacowany jest na poziomie 71 PLN w roku 2020, a więc o ponad 1/3 niższym niż w obecnym systemie.

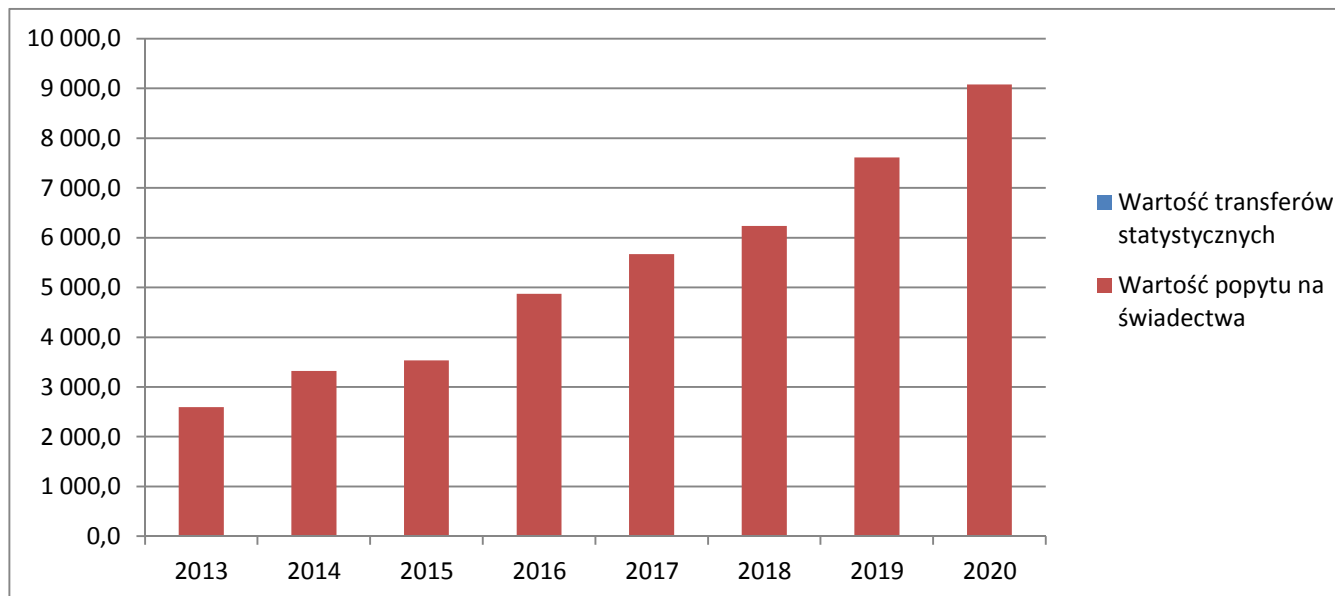
Tabela 22. **Koszty systemu wsparcia na MWh sprzedaży energii użytkownikom końcowym w latach 2013-2020 (w PLN/MWh) – scenariusz optymalny**

[PLN/MWh]	KOSZTY SYSTEMU WSPARCIA NA MWH SPRZEDAŻY								
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Wartość popytu na świadectwa	21	27	29	39	45	49	60	71	
Wartość podaży świadectw	22	22	27	36	42	53	60	70	
Wartość transferów statystycznych								0	
RAZEM POPYT+TRANSFERY	21	27	29	39	45	49	60	71	

Źródło: Opracowanie własne

Ponieważ koszty zostały poniesione odpowiednio wcześniej, służą one stworzeniu trwałych mocy – głównie energii wiatru na lądzie, mogącej funkcjonować także po upływie okresu wsparcia. Z tego względu scenariusz optymalny daje istotny efekt mnożnikowy, wynikający z nowych inwestycji w energetyce wiatrowej i na rynku produkcji biomasy krajowej. Dodatkowe koszty systemu, wynikające ze zwiększenia popytu na certyfikaty (ale dające impuls inwestycyjny), są stosunkowo niewielkie

Wykres 5. Koszty systemu wsparcia w mln PLN (scenariusz optymalny)



Źródło: Opracowanie własne

Podsumowując, wdrożenie rozwiązań proponowanych w scenariuszu optymalnym – w tym ograniczenie wsparcia współspalania biomasy i szybkie zwiększenie obowiązku przedstawiania świadectw pochodzenia do umorzenia przy jednoczesnym spowolnieniu tego wzrostu w kolejnych latach – umożliwi realizację celów określonych w KPD i w Dyrektywie mniejszym kosztem, bo bez dokonywania transferów statystycznych z państw członkowskich dysponujących nadwyżkami energii odnawialnej. Ponadto realizacja tego scenariusza przyczyniłaby się do faktycznej budowy mocy wytwórczych OZE z całym dobroczynnym wpływem impulsu inwestycyjnego na gospodarkę, kierując wsparcie tam, gdzie jest ono rzeczywiście niezbędne.

6. Wybrane źródła

1. Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 roku (Dz. U. z 1997 r. nr 54 poz. 348 z późn. zm.)
2. Ustawa o podatku akcyzowym z dnia 6 grudnia 2008 roku (Dz. U. z 2009 r. nr 3 poz. 11 z późn. zm.)
3. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 roku
4. Sprawozdanie z działalności NFOŚiGW za rok 2012, NFOŚiGW, 2013
5. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, Dziennik Unii Europejskiej z 5 czerwca 2009
6. Krajowy plan działania w zakresie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, Ministerstwo Gospodarki, 2010
7. Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 9 października 2012 roku
8. Wpływ energetyki wiatrowej na wzrost gospodarczy w Polsce. Raport przygotowany przez Ernst & Young we współpracy z Polskim Stowarzyszeniem Energetyki Wiatrowej oraz European Wind Energy Association, EY, PSEW, EWEA, 2012
9. Raport z analiz oceniających dotychczasowe systemy wsparcia odnawialnych źródeł energii (Biała Księga OZE), EY, 2012
10. Stymulowanie rozwoju OZE w Polsce. Raport 2 – kierunki rozwoju OZE i propozycje korekt w Projekcie ustawy o OZE, EY, 2012
11. Studie Stromgestehungskosten erneubare Energien, Fraunhofer - Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2012
12. Financing Renewable Energy in the European Energy Market, EY, Fraunhofer ISI, Ecofys, TU Vienna EEG, 2011
13. Connecting the sun. Solar photovoltaics on the road to large-scale grid integration, EPIA, 2012
14. Summary for Policy Makers: Renewable Power Generation Costs, IRENA, 2012
15. Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, ARE, 2011
16. Biomasa jako dominujące źródło odnawialnej energii elektrycznej w Polsce - prezentacja, ARE, 2013
17. Projection of demand for fuels and energy until 2030, Ministerstwo Gospodarki, 2009
18. Kluczowe elementy projektu. Ustawa o odnawialnych źródłach energii – prezentacja, Ministerstwo Gospodarki, 2012
19. Posiedzenie podkomisji stałej do spraw energetyki Sejmu RP w dniu 8 maja 2013 roku – prezentacja, Ministerstwo Gospodarki, 2013
20. Bilans mocy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego – prezentacja, PSE, 2013
21. strona Urzędu Regulacji Energetyki, <http://www.ure.gov.pl/> (ceny świadectw pochodzenia i energii oraz wolumen energii elektrycznej z OZE w 2012 roku)
22. Centrum Informacji o Rynku Energii, <http://www.cire.pl/>