

RADA OZE Konfederacji Lewiatan
**Stanowisko w sprawie optymalizacji systemu wsparcia
energetyki odnawialnej**

I. PRZESŁANKI

Celem wsparcia odnawialnych źródeł energii (OZE) jest wykonanie przez Polskę zobowiązania wynikającego z Dyrektywy OZE¹ przy możliwie najniższych kosztach i z wykorzystaniem szans na trwały rozwój gospodarki, w tym krajowego potencjału technologicznego i zasobów naturalnych, nowych miejsc pracy przy rozwoju, finansowaniu i obsłudze projektów OZE, przy produkcji urządzeń oraz uprawie i przetwarzaniu biomasy. Osiągnięcie w 2020 roku wymaganego, ponad dziewiętnastoprocentowego udziału energii odnawialnej w zużyciu energii elektrycznej brutto oznaczać będzie trwałą, częściową dekarbonizację krajowej energetyki – efekt zgodny z Polityką energetyczną Polski do 2030 roku oraz polityką klimatyczną UE. Realizacja tego celu wymaga znacznych inwestycji w nowe moce w OZE, a te nie będą możliwe bez zapewnienia im stabilnych warunków funkcjonowania w okresie zwrotu poniesionych nakładów.

Wprowadzony w 2004 roku krajowy system wsparcia oparty jest na regulowanym popycie i pułapie ceny praw majątkowych, co w założeniu ogranicza koszty wsparcia ponoszone przez odbiorców oraz zapewnia rozwój inwestycji gwarantujący osiągnięcie zakładanego celu.

Niestety, system ten załamał się w 2012 r. Spowodowane to było wadami jego konstrukcji, w tym brakiem mechanizmów chroniących przed nadpodażą świadectw pochodzenia, zamrożeniem regulowanego popytu między 2010 i 2012 r., oraz brakiem transparentności, tj. bieżącej informacji o sytuacji na rynku świadectw pochodzenia i stosownej reakcji po stronie inwestorów i organów administracji. W efekcie doszło do znacznej nadwyżki podaży świadectw pochodzenia energii odnawialnej nad regulowanym popytem i do drastycznego spadku ich cen, szczególnie w transakcjach sesyjnych na TGE. W tej sytuacji, a także w obliczu przedłużających się dyskusji nad kształtem optymalizacji systemu wsparcia, część inwestorów wstrzymało decyzje o rozpoczęciu nowych projektów.²

Paradoks obecnej sytuacji rynkowej polega na tym, że bez zmiany zasad funkcjonowania systemu nadwyżka świadectw pochodzenia utrzyma się do 2020 r., mimo braku nowych

¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania i stosowania energii ze źródeł odnawialnych

² Należy podkreślić, że wzrost produkcji z OZE odnotowany w 1. kwartale 2013 r. (w porównaniu do 1. kw. 2012 r.) wynika z dużych inwestycji oddanych do użytkowania w 2012 r. w dedykowane jednostki biomasowe oraz farmy wiatrowe.

inwestycji w OZE. Oznacza to, że cel nie zostanie osiągnięty, wielu niezależnych inwestorów w OZE zbankrutuje, a odbiorcy mogą nie odczuć niższych cen świadectw, ponieważ transakcje mogą być rozliczane po cenach oderwanych od rynku sesyjnego (np. wewnątrz grup energetycznych). Z punktu widzenia interesów krajowych, należy podkreślić, że do wywiązania się z zobowiązania na 2020 rok świadectwa pochodzenia są bezużyteczne, ponieważ każdy kraj członkowski musi wykazać się odpowiednim udziałem fizycznie wyprodukowanej energii w 2020 r. Polska będzie zatem zmuszona do zakupów energii odnawialnej z innych krajów UE w drodze tzw. transferów statystycznych, aż do realizacji zobowiązania, co może się okazać bardzo kosztowne³. Jeszcze droższe będą ewentualne kary nałożone przez KE za niewykonanie celu.

Przyjęta przez Sejm nowelizacja ustawy Prawo energetyczne (tzw. mały trójpak) nie rozwiązuje praktycznie żadnego z problemów, jakich obecnie doświadcza energetyka odnawialna. W tej sytuacji przebudowa systemu wsparcia OZE jest niezbędna i pilna.

Część problemów można i należy rozwiązać poprzez zmiany rozporządzenia wykonawczego do ustawy oraz uproszczenie procedur wydawania świadectw pochodzenia przez URE. Systemowa korekta wymaga ingerencji na poziomie ustawowym. Konfederacja Lewiatan postuluje zatem jak najszybsze wprowadzenie odpowiednich regulacji.

Niniejsze opracowanie powstało w wyniku kilkumiesięcznej pracy Rady OZE Konfederacji Lewiatan z udziałem Związku Pracodawców Prywatnych Energetyki, w tym m.in. GdF Suez Energia Polska S.A., PGNiG Termika S.A., RWE Renewables Polska Sp. z o.o., Dalkia Polska S.A., Green Bear Corporation Poland Sp. z o.o. oraz PKN Orlen i GE International SA Oddział w Polsce. Uczestniczyli w niej także przedstawiciele: PGE S.A., Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, Związku Banków Polskich oraz Towarowej Giełdy Energii S.A.

Warszawa, 2 września 2013 r.

³ Rada OZE szacuje, że koszt zakupu energii z OZE w drodze tzw. transferów statystycznych wyniesie ok. 150 €/MWh w warunkach deficytu jej podaży.

II. SPRAWY DO NIEZWŁOCZNEGO UREGULOWANIA

1. **Usprawnienie procesu wydawania świadectw pochodzenia energii z OZE przez URE.** Na skutek działającego wstecz zapisu rozporządzenia Ministra Gospodarki⁴ oraz braku wytycznych do sposobu dokumentowania jakości zużywanej biomasy drzewnej w instalacjach dedykowanych i współpalających biomasę, Urząd Regulacji Energetyki zalega z wydaniem świadectw pochodzenia producentom energii odnawialnej wytworzonej w 2012 r. w ilości 2,1 TWh oraz co najmniej 3 TWh z produkcji w 2013 r. o łącznej wartości ok. 1,1 mld zł według średniej ważonej ceny świadectw pochodzenia. Proponujemy:
 - a Pilną korektę §20 rozporządzenia, pozwalającą na wydanie świadectw pochodzenia energii elektrycznej wyprodukowanej do końca 2012 r. z biomasy na podstawie przepisów poprzednio obowiązujących,
 - b Wydanie przez URE świadectw pochodzenia energii elektrycznej wyprodukowanej do czerwca 2013 r. w trybie uproszczonym, tj., na podstawie oświadczeń producentów energii i dostawców biomasy
 - c Rewizję przepisów rozporządzenia dotyczących biomasy pod kątem celu, jakiemu mają służyć oraz praktycznej możliwości dokumentowania jej pochodzenia, w tym opracowanie założeń i wdrożenie systemu certyfikacji biomasy.
2. **Zwiększenie transparentności rynku świadectw pochodzenia** poprzez cykliczne raporty Ministerstwa Gospodarki i Urzędu Regulacji Energetyki o bieżącej produkcji energii elektrycznej z OZE, wydanych świadectwach pochodzenia za produkcję w poszczególnych latach oraz ilości energii wytworzonej, na jaką złożono wnioski o wydanie świadectw pochodzenia, a także o opóźnieniach w ich wydawaniu i sprawach spornych (tzn. odmowach wydania).⁵ Dane powinny być publikowane co miesiąc, równoległe z informacjami prezentowanymi obecnie przez Towarową Giełdę Energii, wkrótce na Giełdowej Platformie Informacyjnej.⁶

⁴ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (*Dz. U. z 2012 r. poz. 1229*); §20: „Do spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie rozporządzenia stosuje się przepisy rozporządzenia.”

⁵ Zob. propozycja Konfederacji Lewiatan dot. art. 20 (f) Prawa Energetycznego. Wystarczający jest zakres informacji, taki jaki został opublikowany 3 czerwca 2013 r. przez URE.

⁶ To właśnie brak informacji rynkowej przyczynił się do nadprodukcji energii z OZE w 2012r. i załamania rynku świadectw pochodzenia.

III. OPTIMALIZACJA SYSTEMU WSPARCIA ENERGII Z OZE

System wsparcia OZE powinien pozostać **oparty na dotychczasowym modelu**, w którym podstawowym instrumentem systemu wsparcia są świadectwa pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i inkorporowane w nich prawa majątkowe. Nowym założeniem powinna być zgodność tempa rozwoju poszczególnych technologii OZE z założeniami polityki energetycznej i Krajowego Planu Działania (KPD). W systemie wsparcia OZE powinno być miejsce dla każdej, sprawdzonej technologii OZE, pod warunkiem, że jej rozwój jest kontrolowany, a wpływ kosztów rozwoju OZE na cenę energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego jest możliwie niski, przy jednoczesnym zachowaniu pewności zwrotu nakładów z inwestycji.

Priorytetem musi być jak najszybsze **zrównoważenie podaży i popytu** świadectw pochodzenia. Przedłużający się stan nadwyżki nieumorzonych świadectw pochodzenia nad regulowanym popytem powoduje, że nowe inwestycje zostaną ograniczone do obiektów będących już w zaawansowanym stadium budowy. W obecnych realiach rynku świadectw pochodzenia, praktycznie nie ma szans na dalszy wzrost mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych i jednostkach dedykowanych do spalania biomasy, czyli technologiach najefektywniejszych w polskich warunkach. Rozwój energetyki wiatrowej zostanie zatrzymany na poziomie ok. 3 tys. MW mocy zainstalowanej, czyli ok. połowy wielkości przewidzianej w KPD. W związku z tym produkcja energii z wiatru będzie w 2020 r. o ok. 7 TWh niższa od zakładanej, co oznacza niedobór w odniesieniu do celu co najmniej w tej wielkości. Produkcja energii z biomasy zostanie również znacznie ograniczona ze względu na brak możliwości pokrycia kosztów zmiennych paliwa.

Skorygowany model wsparcia odnawialnych źródeł energii powinien wejść w życie od 1 stycznia 2015 r. Biorąc pod uwagę konieczność jego notyfikacji, w KE, konieczne jest jak najszybsze przyjęcie ustawy o OZE i nowego rozporządzenia wykonawczego Ministra Gospodarki.

IV. SZCZEGÓŁOWE POSTULATY

1. **Dostosowanie poziomu obowiązku zakupu energii do wielkości wynikających z Krajowego Planu Działań i celu unijnego, tj. 19,13% zużycia energii elektrycznej brutto pochodzącej z OZE w 2020 r.** Zmiana definicji udziału energii odnawialnej została już wprowadzona w nowelizacji ustawy Prawo energetyczne przyjętej przez Sejm i Senat. Konieczne jest pilne wdrożenie przepisu wykonawczego, czyli zmiana cytowanego powyżej rozporządzenia Ministra Gospodarki w zakresie poziomów obowiązkowych zakupów energii z OZE do 2021 r.⁷ Postulujemy też, znaczne

⁷ Dodatkowo, osiągnięcie celów w ciepłownictwie i transporcie jest zagrożone, ponieważ ścieżki ich wzrostu określone w KPD są bardzo optymistyczne. Dlatego, może się okazać, po następnej weryfikacji KPD pod koniec

podniesienie udziału obowiązkowych zakupów energii odnawialnej już na rok 2014 (o 2 pp, czyli do poziomu odpowiadającego 15% sprzedaży energii do odbiorców końcowych, z późniejszym osłabieniem tempa corocznego wzrostu. Będzie to zarówno silny impuls inwestycyjny, jak i narzędzie regulujące rynek świadectw pochodzenia. Utrzymujące się obecnie niskie ceny świadectw pozwalają na taki skok bez istotnego wzrostu kosztów energii z OZE ponoszonych przez odbiorców.

2. **Wdrożenie mechanizmów planowania rozwoju i produkcji energii z OZE skorelowanego z KPD.** Konieczne jest zobowiązanie producentów i inwestorów do zgłaszania organom administracji z wyprzedzeniem planów produkcji oraz statusu projektów inwestycyjnych. Plany te stanowiąc będą podstawę korekty tempa rozwoju poszczególnych technologii dzięki zastosowaniu elastycznych współczynników korekcyjnych świadectw pochodzenia dla nowych inwestycji. Produkcja energii z OZE uprawniona do otrzymywania świadectw pochodzenia powinna się rozwijać w ramach czterech odrębnych „koszyków”: woda (1), wiatr (2), biomasa (3), inne technologie (4). W bilansie produkcji należy dodatkowo uwzględniać energię elektryczną produkowaną w mikro i małych instalacjach, które nie będą otrzymywać świadectw pochodzenia.
3. **Podstawą rozwoju OZE powinny być w dalszym ciągu mechanizmy rynkowe,** prowadzące do optymalizacji kosztowej systemu wsparcia.
4. **Wyjątek od powyższej reguły stanowić powinno współspalanie biomasy z węglem,** którego nadmierny rozwój grozi ponownym nie zrównoważeniem rynku świadectw pochodzenia. W pierwszej kolejności należy doprowadzić do likwidacji nadwyżki świadectw pochodzenia na rynku. W tym celu proponujemy, żeby **do 2017 r. produkcja energii ze współspalania została ograniczona administracyjnie,** tak aby sumaryczna produkcja w okresie pięciu lat (okres rozliczeniowy 2013-2017) nie przekraczała sumarycznej produkcji wykonanej w latach 2011-2012 (w sumie ok. 13 TWh)⁸. Dla każdej instalacji określone zostaną referencyjne pułapy pięcioletniej produkcji na podstawie sumy faktycznej produkcji zrealizowanej w latach 2011 i 2012 lub na podstawie możliwości produkcyjnych instalacji oddanych do użytkowania lub modernizowanych w tym okresie. Dopuszczalne byłoby przenoszenie uprawnień do produkcji w ramach grupy lub na jednostki nowowytbudowane.
5. **W latach 2018-2020 współspalanie powinno być technologią uzupełniającą coroczny bilans energii z OZE,** służącą do zbilansowania rocznego poziomu produkcji energii z OZE tzn., że wysokość jej produkcji będzie ograniczona do różnicy między produkcją wymaganą a produkcją wykonaną w pozostałych technologiach OZE.

2014 r., że konieczna będzie dodatkowe zwiększenie udziału zielonej energii elektrycznej w miksie energetycznym, tak aby w 2020 r. możliwa była realizacja łącznego celu (tj. 15% udziału energii odnawialnej).

⁸ Wtedy średnioroczna krajowa produkcja ze współspalania uprawniona do otrzymania wsparcia wyniesie 2,65 TWh w okresie od 2013 do 2017 r..

- Będzie to możliwe, dzięki temu, że koszt krańcowy produkcji w tej technologii jest w praktyce pochodną kosztu paliwa biomasowego przy niskich kosztach inwestycyjnych.
6. **Konieczne jest zagwarantowanie piętnastoletniego okresu wsparcia dla nowych inwestycji** na stałym poziomie w celu zapewnienia inwestorom stabilności regulacyjnej, a to oznacza, że obowiązek umarzania świadectw pochodzenia musi funkcjonować również po 2020 r.⁹
 7. **Wdrożenie mechanizmów stabilizujących rynek świadectw pochodzenia – proponowane mechanizmy.**
 - a. Uniemożliwienie realizacji obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia poprzez wnoszenie opłaty zastępczej lub zakaz wnoszenia opłaty zastępczej w sytuacji dostępności świadectw pochodzenia na giełdzie.
 - b. Utworzenie Funduszu Stabilizacyjnego zapobiegającego cyklicznym, krótko- i średniookresowym wahaniom cen świadectw pochodzenia z wykorzystaniem tych środków wniesionych do NFOŚiGW z opłaty zastępczej, które płacono mimo, iż świadectwa pochodzenia były dostępne na rynku. Jest to kwota ok. 900 mln zł, którą można też wykorzystać do jednorazowego skupu części obecnej nadwyżki świadectw w celu ich umorzenia.
 - c. Zachowanie możliwości umarzania świadectw pochodzenia w całym okresie funkcjonowania systemu wsparcia, co jest szczególnie istotne w pierwszych latach po wprowadzeniu korekty, ze względu na konieczność zlikwidowania obecnej nadwyżki świadectw bez kolejnego drastycznego załamania ich cen.
 - d. Rozważenie wprowadzenia obliwa giełdowego na poziomie maksymalnie 20%, które nie zagrazi realizacji inwestycji w formule tzw. project finance. Wyższy pułap mógłby doprowadzić do ograniczenia i, w konsekwencji, do znaczącego zmniejszenia przyrostu mocy OZE w Polsce. Jednocześnie problem zawyżonych cen w handlu świadectwami pochodzenia powinien być rozwiązany przez URE i władze skarbowe poprzez np. ograniczenie możliwości przenoszenia do taryf kosztów zakupu istotnie odbiegających od cen w transakcjach sesyjnych.
 8. **Ponadto**, w odniesieniu do innych kwestii związanych z OZE, będących obecnie przedmiotem dyskusji:
 - a. Popieramy utrzymanie systemu wsparcia dla elektrowni wodnych z mocą zainstalowaną do 10 MW ze względu na potrzebę utrzymania tej technologii OZE w krajowej strukturze energetycznej. Koszty operacyjne związane z utrzymaniem majątku małych elektrowni wodnych w stanie technicznym umożliwiającym dalszą pracę oraz zobowiązaniami finansowymi wynikającymi z regulacji wodnoprawnych

⁹ Instalacje oddane do użytku w 2020 r. muszą mieć zagwarantowany zwrot z zainwestowanego kapitału inwestycji dzięki świadectwom pochodzenia wydawanym do 2035 r.

nie są pokrywane samą ceną energii elektrycznej na rynku hurtowym. Postulujemy wykonanie analizy całokształtu kosztów ponoszonych przez elektrownie wodne i odpowiednie dostosowanie poziomu wsparcia poprzez współczynniki korekcyjne.

- b. Opowiadamy się za wprowadzeniem ograniczenia możliwości przyłączenia instalacji fotowoltaicznych wyłącznie do sieci niskiego i średniego napięcia. Rozproszenie będzie naturalnie determinowane przez warunki techniczne wydawane przez operatorów systemów dystrybucyjnych.¹⁰

W załączeniu przedstawiamy symulację rozwoju OZE, która oparta jest na opisanych w stanowisku założeniach. Przy spełnieniu powyższych warunków możliwe jest szybkie zrównoważenie rynku świadectw pochodzenia i rozwój inwestycji umożliwiających wykonanie celu 2020 r.

¹⁰ Możliwość przyłączenia instalacji fotowoltaicznych, zgodnie z danymi Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, nie przekracza 2 tys. MW.

V. ZAŁĄCZNIK. ZAŁOŻENIA I WYNIKI SYMULACJI

A. ZAŁOŻENIA SYMULACJI

1. Polska przedstawiła w Krajowym Planie Działań na rzecz energii odnawialnej (KPD) zobowiązanie do wyprodukowania 25,34% energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w 2020 roku. Szacowano, że będzie to ok. 32,4 TWh energii. Do wypełnienia obowiązku przez Polskę liczy się każda jednostka wyprodukowanej „zielonej energii” niezależnie od tego, czy pochodzi ona ze źródeł objętych systemem wsparcia np. zielonych certyfikatów (ZC), czy też nie. Rozporządzenie MG¹¹ z 2012 roku (dalej: rozporządzenie OZE), obecnie obowiązujące, nałożyło na zobowiązanych odbiorców energii konieczność zakupu w 2020 roku jedynie 19% energii ze źródeł odnawialnych i tylko tych objętych systemem, a więc poniżej celu przyjętego przez Polskę. Grozi to niewykonaniem krajowego zobowiązania, gdyby w 2020 roku nie pojawiła się dodatkowa produkcja z instalacji OZE spoza systemu ZC. Odpowiadając na to zagrożenie, w dniu 8. maja 2013 Ministerstwo Gospodarki przedstawiło propozycję nowego rozwiązania: podniesienia obowiązku zakupu ZC do 25,30% w 2020 roku, czyli na poziomie obowiązku i jednocześnie wyłączenie wsparcia dla zamortyzowanych elektrowni wodnych. Celem było zagwarantowanie wypełnienia krajowego zobowiązania przy jednoczesnym zmniejszeniu kosztów systemu. Problem w tym, że taka konstrukcja systemu doprowadziłaby do wyprodukowania zielonej energii ponad zobowiązanie Polski, a odbiorcy zapłaciliby i tak za produkcję równoważną produkcji elektrowni wodnych, tyle, że pochodzącą z innych źródeł. Uważamy, że poprawna konstrukcja systemu powinna prowadzić do wyprodukowania zielonej energii łącznie ze źródeł objętych i nie objętych systemem ZC w ilości 25,34% energii netto, zgodnie z KPD. Ewentualne wyłączenia wsparcia powinny korygować poziom obowiązku, bo tylko to ogranicza koszty systemu. Takie podejście przedstawiamy w scenariuszu III symulacji.

2. Symulacje sporządzono w trzech scenariuszach porównawczych:

- a. Scenariusz I (*Rozporządzenie OZE 2012¹²*): utrzymanie aktualnie obowiązującej ścieżki obowiązku zakupu energii z OZE (obowiązek zakupu ZC w 2020 r. = 19% energii elektrycznej netto, a więc poniżej celu przyjętego przez Polskę = 25,34%)

¹¹ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (*Dz. U. z 2012 r. poz. 1229*);

¹² Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (*Dz. U. z 2012 r. poz. 1229*);

- b. Scenariusz II (*MG*): ścieżka zaproponowana w maju 2013 przez Ministerstwo Gospodarki (obowiązek zakupu ZC w 2020 r. = 25,34%)
- c. Scenariusz III (*KPD*): ścieżka umożliwiająca zrealizowanie KPD jako sumy energii zielonej produkowanej w instalacjach objętych i nie objętych ZC (obowiązek zakupu ZC w 2020 = 22,7%, ścieżka dojścia do tego poziomu „mniej stroma” niż w Scenariuszu II)

3. Dla wszystkich scenariuszy założono, że:

- a. Popyt na energię elektryczną wzrośnie o 9% w latach 2012-2020 (wyżej niż w prognozach ARE, mniej niż w prognozach DAS KPRM) w konsekwencji czego wymagany zobowiązaniami poziom produkcji energii z OZE w 2020 roku wyniesie 32,65 TWh, tj. 25,3% energii elektrycznej netto wyprodukowanej w 2020 roku.
- b. Efektywna nadwyżka ZC wyniosła 7,5 TWh na koniec 2012 roku, z uwzględnieniem zrealizowanej produkcji energii odnawialnej z biomasy, dla której świadectwa pochodzenia nie zostały dotychczas wydane.
- c. Opłata zastępcza nie jest wnoszona przez zobowiązanych sprzedawców, ponieważ od 2015 r. nie będzie stanowić realizacji obowiązku zakupu energii odnawialnej.
- d. Współczynniki dla poszczególnych technologii nie są zróżnicowane w całym okresie, więc tylko najtańsze technologie – wiatr onshore, biomasa dedykowana, współspalanie – będą się rozwijać.
- e. Inwestycje będące obecnie w trakcie budowy zostaną ukończone i wejdą do systemu.
- f. Decyzje inwestycyjne (w technologiach innych, niż współspalanie) będą podejmowane dopiero w momencie spełnienia dwóch warunków: znane będą zasady wspierania OZE do 2020 roku i nadwyżka ZC spadnie (z 7,5 TWh) do poziomu poniżej 2 TWh. Wyjątkiem są duże dedykowane jednostki biomasowe, do budowy których zniechęcają przepisy rozporządzenia OZE: przyjęto, że duże (powyżej 20 MW) dedykowane instalacje biomasowe po 2015 roku nie powstaną. Niezależnie od opłacalności projektów przyjęto minimalny przyrost mocy lądowej energetyki wiatrowej na poziomie 200 MW rocznie. Tempo rozwoju nowych mocy w poszczególnych technologiach zależy w głównej mierze od tempa absorpcji nadwyżki świadectw pochodzenia, a w konsekwencji wzrostu ceny giełdowej ZC. Przyjęto, że nowa produkcja pojawia się po dwóch latach od momentu wystąpienia impulsu inwestycyjnego. Założono, że mikroinstalacje zaczną powstawać od 2014 roku, w tempie 0,3 TWh rocznie. Nie powstaną instalacje fotowoltaiczne ze względu na niewystarczające wsparcie. Z tego samego powodu, od 2013 r. nie ma wzrostu mocy zainstalowanej w biogazowniach.

4. W scenariuszach II i III założono:

- a. Administracyjne ustalenie limitu współspalania w poszczególnych instalacjach dla okresu 2013-2017 do poziomu będącego sumą produkcji w tych instalacjach w latach 2011- 2012. Celem jest możliwe szybka eliminacja nadwyżki ZC i ustabilizowanie systemu.
 - b. Wyłączenie energetyki wodnej o mocy powyżej 10 MW z systemu wsparcia od 2015 r.
5. W scenariuszu III uwzględniono obniżenie popytu na ZC poniżej ustalonego dla poszczególnych lat obowiązków. Będzie ono skutkiem postulowanego przez Radę (i MG) wyłączenia wsparcia dla zamortyzowanych elektrowni wodnych powyżej 10 MW¹³ oraz realizacji zapisów u. PE przewidującej wyłącznie wsparcia dla mikroinstalacji OZE oraz podwyższenia popytu z powodu ulg dla energochłonnych odbiorców przemysłowych. Produkcja energii z mikroinstalacji oraz elektrowni wodnych jest oczywiście wliczona do wykonania zobowiązania Polski. Założono, że produkcja dużych elektrowni wodnych wyniesie 1,3 TWh w całym okresie i że jest ona wyłączona ze wsparcia od 2015 roku. Przewidziano, że odbiorcy przemysłowi będą zwolnieni z obowiązku zakupu w sumie 0,5 TWh energii odnawialnej poczynając od 2015 roku, tj. po pomyślnym zakończeniu procesu notyfikacji pomocy publicznej.
6. W przypadku niezrealizowania celu OZE w 2020 roku, Polska będzie zmuszona do sfinansowania ze środków budżetowych zakupu energii odnawialnej z innych krajów UE w drodze tzw. **transferów statystycznych i to aż do momentu realizacji zobowiązania**. W symulacjach przyjęto, że koszt ten wyniesie ok. 150 €/MWh. Przyjęto kurs EUR/PLN na poziomie 4,15. **Nie uwzględniono kar za niewykonanie celu**. Nie szacowano kosztów zakupu energii OZE z mikroinstalacji.

B. WYNIKI SYMULACJI

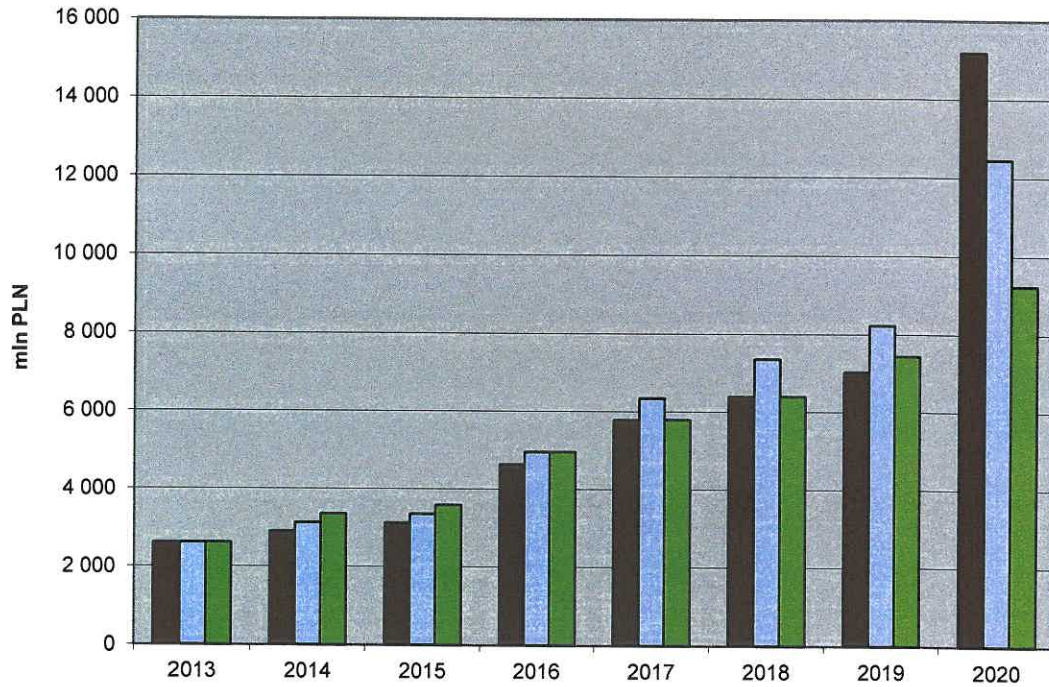
1. **Wyniki Scenariusza I (Rozporządzenie OZE):** Nadwyżka ZC nie zostaje zaabsorbowana do 2020 roku. Niskie ceny ZC powodują samoograniczenie współspalania, jednak likwidacja nadwyżki ZC następuje dopiero w 2020 r. Do tego momentu nie ma impulsów do inwestowania w nowe moce. „Organiczny” przyrost produkcji farm wiatrowych jest dalece niewystarczający do realizacji przyjętego obowiązku. Cel KPD (2020) realizowany jest w zaledwie 68%. **Niezbędny jest transfer statystyczny OZE o wartości 7,5 mld zł. Sumaryczny koszt systemu wsparcia w latach 2013 - 2020 wyniesie szacunkowo 47,7 mld złotych**, z czego 32% w 2020 roku. Koszty transferów będą ponoszone również po 2020 r. aż do wykonania celu krajowego poprzez produkcję energii odnawialnej w instalacjach OZE.
2. **Wyniki Scenariusza II (MG):** Nadwyżka ZC zostaje zaabsorbowana w 2017 roku. Skumulowana nadpodaż ZC na koniec 2016 roku wynosi ok. 3 TWh, nie stwarza więc

¹³ Ok. 8% energii OZE w 2012 roku

wyraźnego impulsu do inwestycji w nowe moce, w szczególności w te, finansowane na zasadzie project finance. Decyzje inwestycyjne na szerszą skalę zostają podjęte dopiero w 2018 roku: dodatkowa produkcja pojawia się od 2019 roku, ale w ilości niewystarczającej do wypełnienia obowiązku. Wzrost cen ZC jest zachętą do zwiększenia współspalania: w 2020 roku produkcja ze współspalania wraca do poziomu z 2012 roku. Mimo deficytu ZC, obowiązek KPD(2020) zostaje wykonany tylko w 91,2%, **potrzebne są więc transfery statystyczne o wartości 2,1 mld złotych. Koszt systemu wsparcia w latach 2013 - 2020 wyniesie szacunkowo 48,4 mld złotych**, z czego 26% w 2020 roku. Koszty transferów będą ponoszone również po 2020 r. aż do wykonania celu krajowego poprzez produkcję energii odnawialnej w instalacjach OZE.

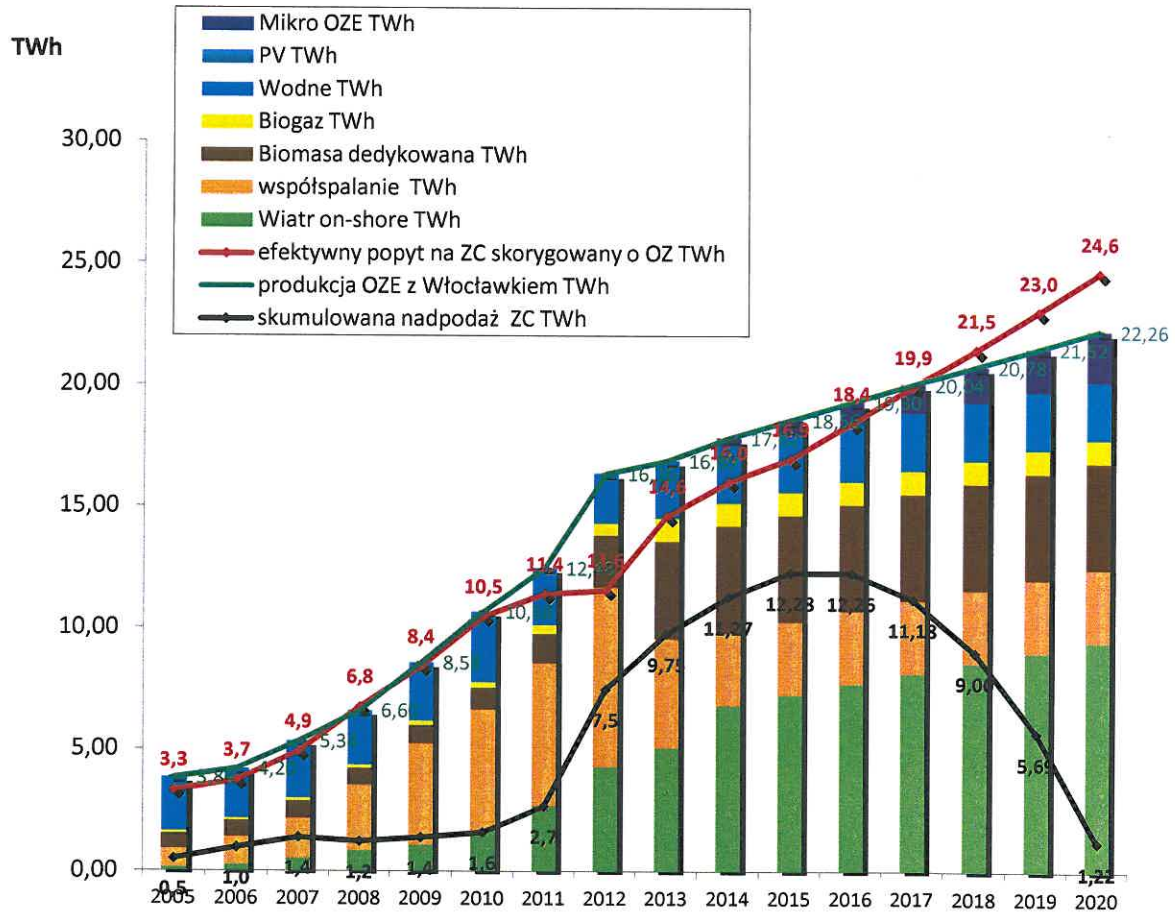
- 3. Wyniki Scenariusza III (KPD):** Już w 2015 roku nadwyżka ZC spadnie do ok. 2 TWh, co będzie stymulować podejmowanie decyzji inwestycyjnych. Nadwyżka ZC zostaje całkowicie zaabsorbowana w 2016 roku. Istotna dodatkowa produkcja pojawia się w 2018 roku, **w ilości wystarczającej do wypełnienia obowiązku w 2020 roku. Scenariusz jest zrównoważony. Koszt systemu wsparcia w latach 2013 - 2020 wyniesie 43,3 mld złotych**, z czego 21% w 2020 roku.
- 4.** Prognoza popytu i podaży zielonych certyfikatów, produkcja energii z OZE oraz skumulowana wysokość nadpodaży zostały przedstawione na wykresach poniżej. Dodatkowo przedstawiono koszt systemu wsparcia w poszczególnych latach we wszystkich scenariuszach.

Koszt systemu wsparcia OZE w latach 2013-2020

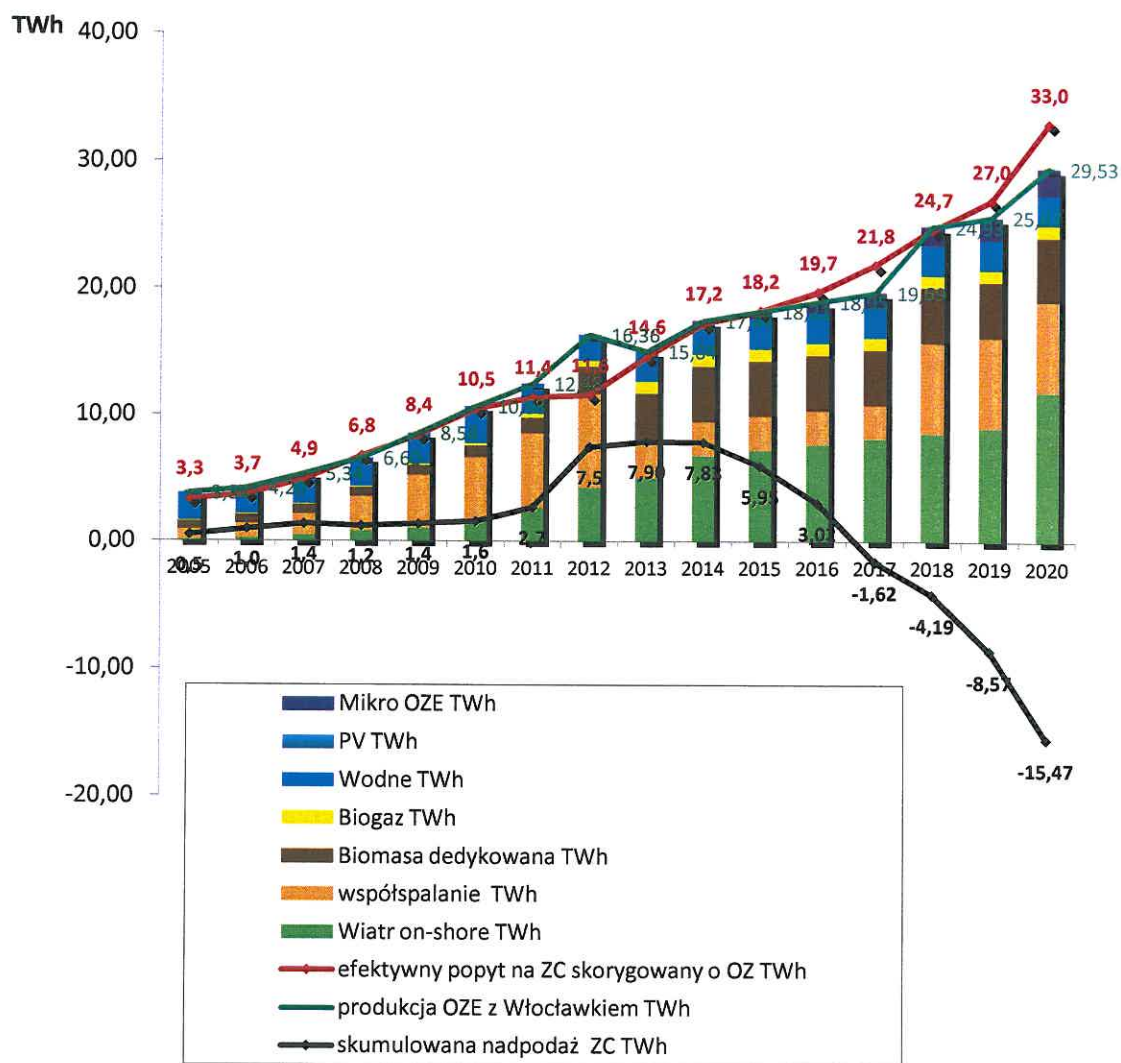


■ scenariusz I (Roz. OZE) ■ scenariusz II (MG) ■ scenariusz III (KPD)

Prognoza popytu i podaży zielonych certyfikatów Scenariusz I: aktualna ścieżka obowiązkowego zakupu ZC



Prognoza popytu i podaży zielonych certyfikatów Scenariusz II: obowiązek zakupu ZC wg ścieżki MG



Prognoza popytu i podaży zielonych certyfikatów Scenariusz III - ścieżka obowiązkowego zakupu ZC wg KPD REKOMENDOWANE ROZWIĄZANIE

