

RADA OZE Konfederacji Lewiatan

Uwagi ogólne do projektu ustawy o OZE z 12 listopada 2013 r., wersja 4.0

WSTĘP

Rada OZE działająca przy Konfederacji Lewiatan docenia niemal trzyletnie wysiłki rządu mające na celu opracowanie ram prawnych umożliwiających rozwój energetyki odnawialnej oraz jego determinację w przygotowaniu projektu ustawy o OZE. Jednak kilkukrotne zmiany koncepcji systemu wsparcia OZE, jakie w tym okresie miały miejsce oraz szczegółowe rozwiązania zaproponowane w Projekcie z 12 listopada 2013 roku v 4.0 („Projekt”) budzą wątpliwości co do faktycznego celu, jaki nowe regulacje mają realizować. O ile uniknięcie „nadwsparcia” i ograniczenie kosztów systemu w przypadku nowych instalacji OZE jest założeniem słusznym, to niektóre rozwiązania proponowane wobec instalacji funkcjonujących są zbyt rygorystyczne. Brakuje w Projekcie propozycji przepisów zobowiązujących organy administracji do zapewnienia faktycznego poszanowania praw nabytych, ochrony słusznym interesów, w tym naprawy systemu świadectw pochodzenia oraz zapewnienia przyrostu produkcji energii z OZE w kolejnych latach do 2020 i do 2030 roku.

Wdrożenie systemu aukcyjnego nie powinno być traktowane jako cel nowych regulacji. Aukcje są jedynie narzędziem, które może się przyczynić do realizacji celu, pod warunkiem, że jest on precyzyjnie określony. Podstawowym celem wspierania OZE jest osiągnięcie 19,13% udziału OZE w końcowym zużyciu energii elektrycznej w 2020 r. Dopiero w drugiej kolejności należy rozpatrywać w jaki sposób cel ten można zrealizować oraz dokonać wyboru mechanizmu optymalnego pod względem kosztów. Konieczne jest zatem przeprowadzenie analizy ryzyk związanych z wdrożeniem wybranego modelu wsparcia OZE, w tym przede wszystkim ryzyka niewystarczającego tempa przyrostu produkcji odnawialnej energii. Doświadczenie innych krajów wskazuje, że w systemie aukcyjnym ryzyko niewystarczającej produkcji jest szczególnie istotne. Warto by było przewidzieć możliwość korekty systemu w okresie przed 2020 r.

Poważne wątpliwości budzą analizy zawarte w OSR. Odebranie części lub całości wsparcia niektórym technologiom raczej nie przełoży się na spadek kosztów dla odbiorców końcowych, aż w takim stopniu, jak zakładają szacunki autorów Projektu. Mówią one o spadku orientacyjnych kosztów wsparcia w 2020 r. z 8,9 mld zł do 4,2 mld zł, dzięki optymalizacji systemu. Jednak, jak można wywnioskować z dokumentów dołączonych do Projektu, kwoty te są wyliczone przy m.in. założeniu, że średnia cena energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2015 r. wyniesie ok. 220 zł/MWh, a w 2020 r. osiągnie 260 zł/MWh, co pozwoli na zmniejszenie dopłat do energii odnawialnej odpowiednio do ok. 140 zł/MWh w 2015 r. i ok. 100 zł/MWh w 2020 r., przy utrzymaniu łącznej ceny na poziomie 360 zł/MWh¹. Taki sposób kalkulacji kosztów wsparcia a priori zakłada, że do 2020 r. powstaną nowe instalacje OZE, które wyprodukują kilkanaście TWh energii, sprzedając ją po

¹ Warto zauważyć, że ceny energii w kontraktach zawieranych na 2015 r. kształtują się na poziomie poniżej 160 zł/MWh.



360 zł/MWh, co jest nierealne. Szczegółowe uwagi do OSR przedstawiamy w dalszej części dokumentu oraz w załączniku. Ponadto, fundamentalnym błędem jest założenie, że można uzyskać tę samą wielkość produkcji w niektórych technologiach, przy redukcji wsparcia poniżej granicy długoterminowej opłacalności.

Na uznanie zasługuje fakt, iż rząd zauważa potrzebę wprowadzenia rozwiązań umożliwiających rozwój małoskalowej energetyki prosumenckiej, służącej zaspokajaniu własnych potrzeb energetycznych przez odbiorców. Należy jednak zauważyć, że zarówno obowiązujące przepisy, jak i te proponowane w Projekcie nie stwarzają wystarczających zachęt ekonomicznych do rozwoju energetyki prosumenckiej na szeroką skalę. Warto też ponownie zastanowić się, czy aukcje są rzeczywiście najprostszym i najskuteczniejszym mechanizmem umożliwiającym jej rozwój.

Rada OZE przy Konfederacji Lewiatan wyraża nadzieję, że postulaty i zaproponowane rozwiązania zostaną wzięte pod uwagę w dalszych pracach nad ustawą o OZE. Konieczne jest zapewnienie faktycznej ochrony praw nabytych, pilna naprawy systemu świadectw pochodzenia oraz zapewnienie stabilności i opłacalności nowych inwestycji w OZE. W kolejnych rozdziałach przedstawiamy najważniejsze zagadnienia wymagające modyfikacji w następującym układzie:

ROZDZIAŁ I. GŁÓWNE POSTULATY

1. Naprawa obecnego systemu świadectw pochodzenia
2. Okres przejściowy dla instalacji w budowie
3. Obligo giełdowe
4. Indeksacja opłaty zastępczej
5. Współspalanie
6. Ceny stałe w formule Feed-in Premium
7. Indeksacja ceny stałej
8. Ocena skutków regulacji

ROZDZIAŁ II. POZOSTAŁE ZAGADNIENIA

9. Wejście w życie ustawy i systemu wsparcia
10. Ograniczenie możliwości wnoszenia opłaty zastępczej
11. Ograniczenie ceny sprzedaży energii elektrycznej
12. Wsparcie dla instalacji istniejących
13. Rozliczanie obowiązku sprzedaży kontraktowanej energii elektrycznej z OZE
14. Ograniczenia wolumenów energii dla technologii o sprawności poniżej 3500 MWh/r.
15. Alokacja środków na aukcje dla małych instalacji
16. Mikroinstalacje a net-metering
17. Nowe instalacje biomasowe w systemie cen stałych
18. Zmodernizowane jednostki biomasowe
19. Wsparcie dla energetyki wodnej
20. Wsparcie dla morskich farm wiatrowych

ROZDZIAŁ III. ZAŁĄCZNIKI. OSR oraz, w wersji elektronicznej, modele finansowe zawierające wyliczenie wartości LCOE.

ROZDZIAŁ I

1. NAPRAWA SYSTEMU ŚWIADECTW POCHODZENIA

Wobec równoległego funkcjonowania systemu świadectw pochodzenia, niezbędne jest pilne wyeliminowanie istniejącej obecnie nadwyżki świadectw, najpóźniej do 2017 r., do czego przyczyni się m.in. wprowadzenie pułapu na produkcję ze współspalania, z tym, że w wersji zaproponowanej w Projekcie, powinien on obejmować jedynie okres do 2017 r. W okresie 2018-2020 wysokość produkcji ze współspalania mogłaby, w razie potrzeby, domykać bilans wymagany do osiągnięcia celu na 2020 r. Jednocześnie należy określić poziom obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia w takich wysokościach, aby rynek świadectw (nadwyżka i bieżąca produkcja instalacji pozostających w systemie świadectw) został w pełni zbilansowany najpóźniej do 2017 r.

Minister właściwy do spraw gospodarki, przy określaniu w drodze rozporządzenia wielkości i sposobu obliczania udziału energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w kolejnym roku kalendarzowym, powinien zostać zobowiązany do brania pod uwagę, oprócz wymienionych w projekcie parametrów, również ceny świadectw pochodzenia oraz bilansu ich podaży i popytu, w tym prognozowanego na kolejny rok (ze względu na przechodzenie instalacji do systemu cen stałych). W szczególności powinien być zobowiązany do podwyższenia poziomu obowiązku, w przypadku, gdy cena świadectw pochodzenia spadnie poniżej 75% opłaty zastępczej.

Ponadto kwota obowiązku powinna być znana w perspektywie dłuższej niż jeden rok, gdyż inaczej poziom niepewności uniemożliwi rozwój rynków terminowych obrotu świadectwami. Poziom obowiązku powinien być znany z góry na 3 lata, z coroczną korektą krocząca.

Zrównoważenie rynku świadectw pochodzenia przed 2018 r. powinno być potraktowane priorytetowo, ze względu na ryzyko finansowe istniejących projektów, które nie przejdą do systemu cen stałych.

2. OKRES PRZEJŚCIOWY DLA INSTALACJI W BUDOWIE

Projekt praktycznie nie przewiduje ochrony inwestycji w toku, w odniesieniu do inwestycji będących na zaawansowanym etapie przygotowania do budowy, bądź będących w jej trakcie. Zapisy dotyczące okresu przejściowego są dalece niewystarczające nie tylko z punktu widzenia ochrony praw inwestorów, ale także dlatego, iż ich wprowadzenie grozi wstrzymaniem jakichkolwiek projektów przez kilka lat. Stanie się tak dlatego, że nie da się ocenić w jakim systemie wsparcia będą funkcjonować po zakończeniu ich budowy – w obecnym, czy nowym.

Projekty będące obecnie w budowie powinny zostać zakwalifikowane jako instalacje istniejące, pod warunkiem, że z chwilą wejścia w życie ustawy o OZE będą w budowie, zgodnie z prawem budowlanym oraz w ciągu dwóch lat od wejścia w życie ustawy o OZE uzyskają pozwolenie na użytkowanie. Obecnie budowane projekty zostały rozpoczęte w dotychczasowym otoczeniu prawnym i prowadzone są na warunkach finansowych określonych przed opublikowaniem założeń do ustawy o OZE. Powinny zatem korzystać z zaproponowanej tu ochrony. Jeżeli zostaną one oddane do użytkowania po wejściu w życie ustawy, to zgodnie z Projektem będą musiały przystąpić do aukcji bez gwarancji uzyskania



ceny stałej, nie tylko ze względu na niekonkurencyjność wobec innych projektów, ale również z powodu znacznego ryzyka regulacyjnego, wynikającego z braku pewności, że aukcje będą obejmować wystarczające wolumeny energii.

Jeśli jasny okres przejściowy nie zostanie zdefiniowany w ustawie i nie będzie wystarczająco długi, aby zapewnić firmom uzgodnienie finansowania, zamówienie maszyn i budowę, żadne nowe projekty nie rozpoczną działalności przed 2018 rokiem, zakładając, że ustawa jest uchwalona i zaakceptowana przez Komisję Europejską na początku 2015 roku.

3. OBLIGO GIEŁDOWE

Projekt wprowadza obowiązek sprzedaży określonego wolumenu świadectw pochodzenia przez TGE. Konieczne jest uregulowanie kwestii umów wieloletnich zawartych przez producentów energii odnawialnej z odbiorcami, które stanowią zabezpieczenie kredytów udzielonych na budowę źródeł odnawialnych. Długoterminowe umowy sprzedaży praw majątkowych (tzw. CPA) zawierane są przez inwestorów OZE z firmami handlującymi energią (w tym prawami majątkowymi). Następnie przychody z tych umów są przedmiotem zabezpieczenia na rzecz banków finansujących inwestycję. Tego rodzaju konstrukcja jest pochodną finansowania inwestycji w OZE w formule tzw. *Project Finance*. W takim przypadku podstawą oceny przez bank ryzyka kredytowego są wyniki finansowe danego projektu. Dla dokonania takiej oceny, bank musi mieć pewność co do wysokości i trwałości przychodów projektu, które opierają się na sprzedaży energii elektrycznej i świadectw pochodzenia.

Wspomniane umowy stanowią podstawę do udzielenia przez bank finansowania dłużnego dla realizacji inwestycji w OZE. Wprowadzenie takich regulacji, spowoduje niemożność realizacji wspomnianych umów lub będzie stanowił będą podstawę ich rozwiązania lub unieważnienia. Skutkiem tego będzie, w skrajnym przypadku, wypowiedzenie umów kredytowych. Efektem tego będzie nie tylko fala bankructw wytwórców OZE, lecz także konieczność zawiązywania przez banki dodatkowych rezerw, co skutkować będzie ograniczeniem przez nie akcji kredytowej.

4. INDEKSACJA OPŁATY ZASTĘPCZEJ

Wysokość opłaty zastępczej ma istotny wpływ na wartość świadectw pochodzenia, a jej zamrożenie może spowodować spadek ich rynkowej wartości, a w konsekwencji negatywne skutki finansowe dla przedsiębiorców OZE. Zgodnie z Projektem wysokość jednostkowej opłaty zastępczej miałyby pozostawać nominalnie niezmienna niezależnie od wysokości inflacji. Poziom wsparcia nie powinien być regulowany przy pomocy parametrów, na które uczestnicy rynku nie mają żadnego wpływu. Brak indeksacji naruszy zasadę ochrony praw słusznie nabytych w stosunku do istniejących inwestycji, co spowoduje brak zaufania inwestorów, co do trwałości nowego systemu wsparcia.

Zmiana systemu wsparcia polegająca na zamrożeniu opłaty zastępczej spowoduje konieczność re negocjacji lub powstanie sporów sądowych, co do wykonywania zawartych umów długoterminowych sprzedaży świadectw pochodzenia (tzw. CPA), które były podstawą udzielonych kredytów inwestycyjnych. Niewątpliwie spowoduje to naruszenie przez inwestorów OZE istotnych warunków umów kredytowych (tzw. *default*) i ich wypowiedzenie przez kredytodawców. Efektem tego może być nie tylko fala bankructw wytwórców OZE, lecz



także konieczność zawiązywania przez banki dodatkowych rezerw, co skutkować będzie ograniczeniem przez nie akcji kredytowej.

5. WSPÓŁSPALANIE

Zawarta w Projekcie koncepcja wsparcia technologii współspalania biomasy z węglem nie jest zrozumiała. Niejasne jest też źródło kryterium 20% udziału biomasy w energii zawartej w paliwie. Brakuje uzasadnienia dla wyróżnienia współspalania „dedykowanego”, tj. np. wskazania zalet bezpośredniego podawania biomasy do komory paleniskowej w porównaniu do jej mielenia w młynach przykotłowych wyposażonych w instalacje tłumienia wybuchów. Nie ma też analizy podmiotowej i określenia oczekiwanego wolumenu energii, jaki może zostać wygenerowany przez współspalanie „dedykowane” w poszczególnych latach do 2020r.

Warto zauważyć, że w zaleceniach Komisji ("European Commission guidance for the design of renewable energy support schemes"), jako jedną z podstawowych zasad wskazuje się tzw. kryterium neutralności technologicznej. Oznacza to, że każda z technologii OZE powinna być oceniana i traktowana tylko i wyłącznie z punktu widzenia kosztu zbudowania mocy lub wytworzenia energii elektrycznej w źródle odnawialnym.

Współspalanie węgla kamiennego i brunatnego z biomasą może posłużyć do realizacji unijnych zobowiązań w zakresie udziału energii z OZE w 2020 r. Energia elektryczna ze współspalania powinna zatem uzupełniać produkcję z pozostałych technologii do poziomu wymaganego przez zobowiązania unijne. Jednak uzyskanie w 2020 r. znaczącej produkcji ze współspalania, przy obniżonym wsparciu do 0,5 świadectwa za MWh, przy obecnych cenach certyfikatów i biomasy, dla współspalania zwykłego, jest nierealne. Produkcja energii elektrycznej w instalacjach wielopaliwowych przy dzisiejszych cenach paliw i biopaliw jest na granicy opłacalności, mimo, iż ceny świadectw wzrosły w drugiej połowie 2013 r. do ok. 200 zł/MWh. Wprowadzenie wskaźników korekcyjnych na poziomie 0,5 spowoduje rezygnację ze współspalania biomasy przez energetykę węglową, ze względu na sytuację rynkową: kryzys cenowy na rynku energii, wysokie ceny biomasy i niskie ceny jednostek emisji CO₂. W konsekwencji urządzenia mogą zostać nieodwracalnie zdemontowane, a zakupy biomasy na cele energetyczne znacząco ograniczone, co dodatkowo pogorszy sytuację krajowych producentów i dostawców biomasy.

Należy wziąć pod uwagę, że jeżeli pozostałe technologie OZE nie rozwiną się wystarczająco szybko, a współspalanie nie dostarczy brakującej ilości energii, to trzeba będzie ją kupować za granicą w ramach transferów, w kolejnych latach, aż do wykonania celu.

Zatem należy utrzymać możliwości produkcyjne współspalania, tak, aby w ostatnich latach okresu 2013-2020 mogło ono dostarczyć brakującą ilość energii, o ile zajdzie taka potrzeba. Zaproponowane w Projekcie pułapy produkcji powinny obowiązywać w okresie do końca 2017 r., a Minister właściwy do spraw gospodarki powinien określić, do końca 2016 r., a następnie co roku, w drodze rozporządzenia, wysokość współczynnika korygującego dla świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej z OZE wytworzonej w instalacji spalania wielopaliwowego, mając na względzie politykę energetyczną państwa oraz informacje zawarte w Krajowym Planie Działania, jak również sytuację na rynku świadectw pochodzenia.

6. CENY STAŁE W FORMULE FEED-IN PREMIUM

Dla nowych inwestycji wsparcie OZE powinno być oparte na cenach gwarantowanych realizowanych w systemie dopłaty do ceny rynkowej (Feed-In Premium). To rozwiązanie jest preferowane przez Komisję Europejską w dokumencie "European Commission guidance for the design of renewable energy support schemes"^[8]. Znacznie uprości ono system, przyczyni się do obniżenia kosztów wsparcia, zredukuje koszty zarządzania systemem i nie wprowadzi zaburzeń na rynku energii elektrycznej. Przedmiotem rozliczeń będzie jedynie różnica między wylicytowaną przez inwestora stałą ceną, a ceną odniesienia, którą powinna być giełdowa godzinowa cena rozliczeniowa (po to, aby, aby uniknąć stosowania cen transferowych w grupach zintegrowanych).

Każdy wytwórca powinien mieć możliwość wyboru między samodzielną sprzedażą wytworzonej energii na rynku lub skorzystania z instytucji sprzedawcy zobowiązanego. W każdym przypadku wytwórca będzie ponosić odpowiedzialność za grafikowanie i bilansowanie handlowe, tak jak dotychczas. Rozliczeniami dopłat zajmie się wtedy jeden podmiot (OREO S.A.). Jest to rozwiązanie optymalne zarówno z punktu widzenia zarówno inwestorów, jak i administracji publicznej. Rozwiązanie przedstawione w Projekcie z jednej strony powiększa zakres oligopolu sprzedawców zobowiązanych w obrocie energią, z drugiej zaś obarcza ich ryzykiem strat na sprzedaży poniżej cen z rynku konkurencyjnego. Sprzedawcy zobowiązani będą faktycznie monopolistami w zakupie energii z OZE na obszarach swojego działania, co skłoni ich do narzucania producentom energii z OZE niekorzystnych warunków umownych i dodatkowych opłat (np. grafikowanie, bilansowanie, itp.). Sprawy te mogą być przedmiotem sporów i skarg kierowanych do organów administracji.

Ponadto, Projekt nie przewiduje obowiązku zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej ze sprzedawcą zobowiązanym do zakupu energii w terminie poprzedzającym datę rozpoczęcia generacji, podczas, gdy obowiązek jest nakładany na tego sprzedawcę od pierwszego dnia wprowadzenia energii elektrycznej do sieci. Skutkiem takiej regulacji jest brak możliwości planowania przez sprzedawcę zobowiązanego wolumenu zakupu ze źródeł OZE i ryzyko dopiero powykonawczego pozyskiwania informacji o wolumenach energii wprowadzonej do sieci, w odniesieniu do których sprzedawca ten jest zobowiązany do zakupu.

7. INDEKSACJA CENY STAŁEJ

Według Projektu przedmiotem aukcji będzie określona przez Prezesa URE ilość wyprodukowanej energii elektrycznej lub biogazu rolniczego w instalacji OZE, która ma być dostarczana przez okres 15 lat, przy czym cena określona w wyniku aukcji ma być niezmienna w tym okresie. Wytwórca energii elektrycznej lub biogazu rolniczego będzie miał obowiązek sprzedaży energii elektrycznej lub biogazu rolniczego sprzedawcy zobowiązanemu po ustalonej cenie w wyniku przetargu przez 15 lat.

Inflacja jest istotnym ryzykiem dla inwestycji o długim okresie zwrotu. Indeksacja cen aukcyjnych jest utrzymaniem realnej wartości zaoferowanych cen w przetargach. Nie istnieją metody pozwalające na trafną prognozę inflacji, co uniemożliwia inwestorom skalkulowanie ryzyka. Inflacja jest istotnym ryzykiem dla inwestycji o długim okresie zwrotu, które

^[8] Komisja Europejska "European Commission guidance for the design of renewable energy support schemes COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT, November 2013

spowoduje zawyżanie ofert w obawie o wzrost kosztów w długim okresie i nieprzewidzianych wahań inflacji.

Inwestorzy obawiając się nieprzewidzianego wzrostu inflacji będą zawyżać swoje oferty w obawie o wzrost kosztów w długim okresie. Jeżeli ceny stałe będą podlegać indeksacji, nastąpi dostosowanie cen oferowanych. Brak indeksacji ceny aukcyjnej spowoduje, iż inwestorzy będą musieli uwzględnić niekontrolowane przez nich ryzyko inflacji w swoich kalkulacjach, a w tym ryzyko stale rosnącego niedopasowania osiągniętych wpływów i ponoszonych wydatków oraz rosnących napięć w gospodarce finansowej projektu inwestycyjnego, co może doprowadzić do wzrostu oczekiwanego zwrotu z inwestycji. Brak indeksacji to również wyższy koszt finansowania, ponieważ instytucje finansujące muszą się zabezpieczyć przed ryzykiem niedoszacowania inflacji przez inwestorów. De facto brak indeksacji oznacza wyższą oferowaną cenę stałą o ok. 70-80 zł/MWh w przypadku projektów wiatrowych. Przełoży się to na wyższy koszt systemu wsparcia w 2020 r.

Pozostanie przy propozycji cen stałych nominalnie (bez indeksacji) zwiększy ryzyko inwestycyjne w taki sposób, że koszt kapitału własnego będzie o 1-2 punkty procentowe wyższe niż dla taryfy indeksowanej, co przekłada się na wyższe LCOE. . Pozostanie zatem przy braku indeksacji o inflację podroży koszty systemu w ogóle, a w pierwszych latach efekt wyższych dopłat niż przy cenach indeksowanych będzie jeszcze istotniejszy.

Wprowadzenie indeksacji cen aukcyjnych wskaźnikiem inflacji pozwoli na obniżenie kosztów i ryzyka projektowanego systemu wsparcia, ponieważ:

- zapewni przewidywalność przepływów finansowych,
- spowoduje rozłożenie w czasie obciążenia odbiorców energii,
- ułatwi pozyskiwanie finansowania,
- zdejmie z inwestorów ryzyko będące poza ich kontrolą,
- pozwoli na uniknięcie koncentracji kosztów systemu aukcyjnego na początku jego funkcjonowania,
- ceny referencyjne (oferty) nie będą musiały uwzględniać ryzyka inflacyjnego.

Alternatywnym rozwiązaniem dla proponowanego systemu aukcyjnego mogłyby być aukcje na cenę stałą realnie, tzn. wyznaczoną w cenach z roku odniesienia (np. w cenach z roku aukcji) i następnie indeksowaną o inflację. Takie rozwiązanie, zapewniając dla inwestora określony zwrot w ujęciu realnym, obniża ryzyko związane z szacunkiem inflacji jakie inwestor i banki finansujące przyjmują kwotując cenę stałą nominalnie. Dla gospodarki oznacza to z kolei mniejsze obciążenie kosztami dofinansowania projektów OZE w pierwszych latach wsparcia, gdyż dopłaty nie muszą być realizowane do stałej nieindeksowanej ceny wymaganej przez 15 lat, a jedynie do ceny wymaganej w danym roku.

8. OCENA SKUTKÓW REGULACJI

Choć Ocena Skutków Regulacji (OSR) należy do jednej z dotychczas najlepiej przygotowanych w procesie projektowania systemu wsparcia OZE, dane, wyliczenia oraz wnioski zawarte w Ocenie Skutków Regulacji (OSR), która towarzyszy Ustawie budzą w wielu miejscach zastrzeżenia. Autorzy często podkreślają brak niezbędnych danych, w związku z czym przyjmują daleko idące uproszczenia, na przykład stosując prostą

ekstrapolację danych, co nie jest właściwe w dokumencie, który ma stanowić podstawę wprowadzania konkretnych rozwiązań.

Poniżej przedstawiamy komentarz do przedstawionej w OSR metodologii i założeń do wyznaczenia tzw. Levelised Cost of Electricity (dalej „LCOE”²) oraz do domniemanego wykorzystania w OSR wyliczonych wartości LCOE jako potencjalnej wartości wsparcia jakiego należy udzielić jednostkom OZE, aby mogły one funkcjonować na rynku³.

Rozdział III zawiera rozwinięcie argumentacji. W uwagach do Projektu przesłanych elektronicznie, zamieszczamy także model finansowy zawierający wyliczenia podanych wartości.

A. Przedstawiony w OSR materiał analityczny nie jest w pełni wystarczający dla zrozumienia sposobu kalkulacji i powtórzenia kalkulacji LCOE, jakie prezentowane są w dokumencie, co zmniejsza ich transparentność, a tym samym podwyższa ryzyko dla uczestników systemu. Niekompletna definicja założeń dotyczy przede wszystkim:

- Sposobu wyprowadzenia i wartości stopy dyskonta (r) we wzorze na LCOE
- Podstawy wyznaczania i wartości rezydualnej po okresie wsparcia przyjętej dla każdej z rozważanych technologii
- Okresu budowy uwzględnionego w wyliczeniu LCOE i rozkładu nakładów na każdy z lat budowy dla danej technologii
- Wielkości zużycia własnego wytworzonej energii elektrycznej dla każdej z technologii.

Postulujemy uzupełnienie prezentowanych w OSR założeń o powyższe założenia.

Wnosimy także o weryfikację wyliczonych wartości LCOE.

W OSR podano, że zwrot na kapitale własnym wynosi 12% przy cenie 361,97 zł/MWh. Z komentarzy zamieszczonych w OSR nie wynika jednak, w jaki sposób została wyliczona cena 361,97 zł/MWh.

Z przeprowadzonych przez nas analiz wynika, że przy zastosowaniu podanych w OSR założeń, zwrot na kapitale własnym po opodatkowaniu przy cenie 361,97 zł/MWh wyniesie zaledwie 1,2%, czyli 10.krotnie mniej niż założono w OSR. Zrozumiałe jest, że w takiej sytuacji, żaden racjonalny inwestor nie podejmie pozytywnej decyzji inwestycyjnej, w więc nie należy oczekiwać nowych instalacji OZE.

Przy poprawnej definicji parametrów wzoru LCOE i przy przedstawionych założeniach, wymagany OSR-em 12%.zwrot na kapitale własnym przynosi dopiero cena energii o 23% wyższa, tj. 445,0 zł/MWh⁴.

² LCOE – jednostkowy uśredniony koszt produkcji energii elektrycznej w cyklu życia instalacji

³ Ocena skutków Regulacji, Projekt z dn. 12.11.2013 r (dalej jako „OSR”), Tabela 63, str. 76 wskazuje na średnie ceny energii elektrycznej jakich ustawodawca spodziewa się w wyniku aukcji (ceny około 360 zł/MWh), które zbieżne są z wartościami LCOE wyliczonymi dla dominujących technologii (wiatr na lądzie i biomasa 10-50MW) podanymi w Tabeli 51 na str. 66.

⁴ Poprawna definicja parametrów wzoru podana jest w dalszej części tekstu i w szczególności wyliczenie ceny 445,0 zł/MWh nie zawiera w wydatkach eksploatacyjnych kosztów finansowych, a przepływy są określone w wartościach nominalnych.

Porównując podane w OSR wartości LCOE z wynikami przeprowadzonych przez nas kalkulacji cen indeksowanych inflacją można domniemywać, że opublikowane w OSR ceny LCOE wyrażone są w cenach stałych realnie, a nie nominalnie, przez co nie powinny być odnoszone do projektu ustawy proponującego aukcje na ceny stałe przez 15 lat.

Dodatkowo zwracamy uwagę, że LCOE jest koncepcją umożliwiającą szybkie porównanie na tej samej bazie średniego poziomu cen zapewniających ogólne pokrycie kosztów funkcjonowania określonej technologii, jednakże jest to miara bardzo uproszczona i nie powinna być wykorzystywana do określania cen referencyjnych, ani cen aukcyjnych. Takie wartości powinny być określone na bazie pełnego modelu finansowego, uwzględniającego wszystkie istotne aspekty techniczne i ekonomiczne funkcjonowania określonej technologii w życiu gospodarczym. Definicja i parametryzacja takiego modelu w odniesieniu do każdej technologii powinna być przedstawiona w Ocenie Skutków Regulacji, a w przyszłości regularnie aktualizowana i konsultowana z uczestnikami rynku.

B. W stosunku do założeń ekonomicznych opublikowanych w projekcie ustawy OZE z października 2012 r., w Projekcie zmieniono istotnie część parametrów przyjętych do analiz. W szczególności, parametry zostały zmienione w zakresie dedykowanych instalacji biomasowych w przedziale 10 - 50 MWe, a dla instalacji w przedziale powyżej 50 MWe nakłady inwestycyjne (Capex) zostały dramatycznie ograniczone⁵. Nie widzimy uzasadnienia dla takiego podejścia

W przypadku instalacji biomasowych w przedziale mocy 10 – 50 MW nowe, autonomiczne instalacje dedykowane na biomasę zostały zastąpione koncepcją konwersji istniejących kotłów węglowych na instalacje dedykowane. Wnosimy o przywrócenie parametrów ekonomicznych odnoszących się do nowych dedykowanych instalacji biomasowych o mocy 10 – 50 MW, z oczekiwanymi nakładami inwestycyjnymi na poziomie przyjętym w projekcie ustawy z października 2012 r., tj. 12 000 tys. zł/MW⁶. Usunięcie możliwości inwestowania w nowe, autonomiczne instalacje biomasowe w tym zakresie mocy, który ekonomicznie wydaje się najbardziej uzasadniony (z uwagi na dostępność biomasy i relację kosztów do produkcji) oceniamy jako błąd i jako niezgodne z ideą regulacji obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminujących, która jest myślą wiodącą w treści Dyrektywy 2009/28/WE⁷.

Ponadto, w zakresie projektów biogazowni rolniczych przyjęte w OSR założenia⁸ nie oddają rzeczywistych wartości nakładów inwestycyjnych, jakie trzeba ponieść w celu ich wybudowania. OSR podaje wartości w przedziale 12 138 – 13 765 tys. zł/MW, w zależności od mocy. Nasze doświadczenia wskazują na wartości co najmniej na poziomie 15 500 tys. zł/MW i to w odniesieniu do instalacji relatywnie dużych (tj. powyżej 1 MW, co potwierdzają to zaprezentowane w OSR wartości benchmarkowe zebrane przez inne instytucje. Zastrzeżenia dotyczą także przyjętych współczynników wykorzystania mocy, które nie są także zależne od mocy instalacji, jak to przyjęto w OSR.

⁵ Tabela 28, OSR, str. 46.

⁶ Ocena Skutków Regulacji do projektu ustawy o OZE z dn. 9 października 2012 r. (dalej jako „OSR 2012”), str. 62

⁷ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE

⁸ Tabela 21, str. 40

ROZDZIAŁ II

9. WEJŚCIE W ŻYCIE USTAWY I SYSTEMU WSPARCIA

Jeżeli ustawa wejdzie w życie przed wydaniem przez Komisję Europejską pozytywnej decyzji odnośnie dozwolonej pomocy publicznej, na podstawie Art. 172 ust. 7 Projektu uchylona zostanie część artykułu 9a ustawy - Prawo energetyczne mówiąca o obowiązku umarzania świadectw pochodzenia energii z OZE. Jednocześnie Rozdział 4 Projektu, zgodnie z treścią art. 201 ust. 1, wchodzi w życie z pierwszym dniem miesiąca następującego po miesiącu, w którym została wydana pozytywna decyzja Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej ze wspólnym rynkiem. Między dniem wejścia w życie ustawy, a pozytywną decyzją KE, nie będzie podstawy prawnej funkcjonowania jakiegokolwiek systemu wsparcia OZE. Projekt należy zatem uzupełnić o przepis mówiący, że artykuł 9a ustawy Prawo Energetyczne nie ulega zmianie przed dniem, w którym została wydana pozytywna decyzja Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej ze wspólnym rynkiem.

10. OGRANICZENIE MOŻLIWOŚCI WNOŠZENIA OPŁATY ZASTĘPCZEJ

Ograniczenie możliwości realizacji obowiązku zakupu energii z OZE w sytuacji, gdy na rynku dostępne są świadectwa pochodzenia jest kluczowym i bezwzględnie koniecznym mechanizmem stabilizacji rynku świadectw pochodzenia. Zaproponowane w Projekcie rozwiązanie jest jednak wadliwe, m.in. dlatego, że nie bierze pod uwagę, iż obowiązek zakupu energii z OZE rozliczany jest raz do roku, w terminie do 31 marca roku następującego, po roku rozliczeniowym.

Możliwe jest rozwiązanie, w którym sprzedawca wnoszący opłatę zastępczą za dany rok rozliczeniowy musiałby przedkładać Prezesowi URE swoje zlecenia zakupu świadectw złożone uprzednio na co najmniej 5 kolejnych sesjach giełdowych w pierwszym kwartale roku następnego, wraz z wynikami wskazującymi na niedostateczną podaż świadectw pochodzenia.

11. OGRANICZENIE CENY SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Wprowadzenie w art. 44 ust. 1, pkt. 5 Projektu ograniczenia ceny sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii do maks. 105% średniej ceny sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym, jest nieuzasadnioną ingerencją w mechanizmy rynkowe i stwarza ryzyko utraty przez wytwórców przychodów z praw majątkowych. Wytwórca energii z OZE, składając wniosek o wydanie świadectw pochodzenia zobowiązany będzie do złożenia oświadczenia, iż sprzedaż energii dla której występuje o wydanie świadectw pochodzenia nastąpiła po cenie nie wyższej niż średnia cena sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym. Ustalana przez Prezesa URE cena publikowana jest jako wartość średnia za dany rok kalendarzowy. Tymczasem, składanie wniosków o wydanie świadectw pochodzenia odbywa się w okresach miesięcznych (zgodnie z art. 45 ust 2 pkt. 4, maksymalnie do 6 kolejnych miesięcy), co w okresie sezonowo wyższych cen (np. zimą) powodować będzie przekroczenie dopuszczalnej maksymalnej ceny sprzedaży.

Notowane na TGE ceny kontraktów terminowych na lata 2014–2016 wskazują na możliwy wzrost średniej rocznej ceny sprzedaży energii na lata 2015 i 2016 odpowiednio o więcej, niż

5%. W takim przypadku, gdy ceną warunkującą możliwość występowania z wnioskiem o wydanie świadectw pochodzenia jest średnia cena sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym wyznaczona przez URE dla roku poprzedniego, wytwórca energii odnawialnej nie będzie miał możliwości występowania o wydanie świadectw lub będzie zmuszony do sprzedaży poniżej faktycznej ceny rynkowej.

W sytuacji zmienności cen na rynku świadectw pochodzenia, nie ma uzasadnienia dla ograniczania przychodów z tytułu sprzedaży energii (zob. „Analiza wpływu proponowanych zmian w systemie wsparcia na energetykę wiatrową w Polsce”, PwC, październik 2012). Cena publikowana przez URE odzwierciedla ceny z roku poprzedniego, a zatem niewłaściwe jest odnoszenie tej wielkości do bieżących cen rynkowych.

Jeżeli intencją autorów jest ograniczenie możliwości zmiany sposobu sprzedaży energii z rynkowego na tzw. sprzedaż po cenie URE, to można ograniczenie prawa skorzystania ze sprzedaży po cenie regulowanej do sytuacji, gdy wola skorzystania z tego mechanizmu zostanie zgłoszona do końca kwietnia danego roku na okres do końca marca roku następnego (bez prawa zmiany tej decyzji w trakcie roku).

12. WSPARCIE DLA INSTALACJI ISTNIEJĄCYCH

Za optymalne uważamy rozwiązanie, w którym wszystkie istniejące instalacje mają możliwość wyjścia z systemu świadectw pochodzenia i przejścia na cenę stałą przez okres pozostający do 15 lat łącznego wsparcia. Należy podkreślić, że w takim rozwiązaniu koszty systemu pozostaną pod pełną kontrolą dzięki ustalonym cenom stałym dla poszczególnych technologii i znanym wolumenom produkcji z istniejących źródeł.

Aukcje dla istniejących instalacji są rozwiązaniem skomplikowanym od strony organizacyjnej, czasochłonnym, a przy tym krzywdzącym dla inwestorów, którzy podejmowali decyzje o realizacji projektów w innym otoczeniu prawnym, na określonych warunkach finansowych i w poczuciu zaufania do stabilności regulacji. Projekt nie wyklucza też ryzyka, że zbyt małe wolumeny energii będą przedmiotem poszczególnych aukcji, co może prowadzić do konieczności dzielenia projektów na części.

Jeżeli jednak aukcje dla instalacji istniejących mają być przeprowadzane, tak jak zakłada Projekt, to wszystkie instalacje powinny mieć możliwość skorzystania z tego prawa (w szczególności dotyczy to jednostek opalanych wyłącznie biomasą o mocy powyżej 50 MW, który w nieuzasadniony sposób są dyskryminowane w Projekcie), z wyjątkiem instalacji spalania wielopaliwowego i dużych elektrowni wodnych. Ponadto, konieczne jest określenie z wyprzedzeniem wolumenów energii będących przedmiotem aukcji w kolejnych latach, na takim poziomie, aby możliwa była migracja wszystkich instalacji, które zgłoszą taki zamiar w ciągu kilku lat.

13. ROZLICZANIE ILOŚCI WYTWORZONEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z OZE

Zapis, że przedmiotem aukcji będzie ilość wyprodukowanych MWh rocznie, z prawem do rozliczenia w okresach trzyletnich, jest dyskryminujący dla energetyki wiatrowej i słonecznej. Niemożliwa jest dokładna coroczna prognoza produkcji energii, szczególnie ze źródeł opartych na wykorzystaniu energii wiatru lub słońca. W przypadku, gdy produkcja w danym okresie będzie niższa, niż zgłoszona w harmonogramie, producent będzie karany, a w



przypadku gdy przekroczy zgłoszony wolumen, będzie musiał sprzedawać energię rynku, ponieważ sprzedawca zobowiązany nie będzie kupować dodatkowej ilości energii.

Konieczność ustalenia sztywnych harmonogramów produkcji prowadzić będzie do zaniżania w ofertach faktycznych możliwości wytwórczych projektu i w konsekwencji żądania wyższych cen przez inwestorów. Oferent zamierzający dotrzymać zadeklarowaną ilość dostarczonych MWh w okresie trzyletnim, musiałby znacząco zaniżyć produktywność projektu w stosunku do poziomu P50, stanowiącego uznany standard dla projektów wiatrowych. Tym samym zmuszony byłby oferować wyższą cenę w aukcji, by osiągnąć zakładany poziom przychodów, taki, jak dla prognozowanej wielkości produkcji P50. Obserwowana zmienność produkcji farm wiatrowych w okresie 3 lat wynosi średnio ok +/- 6%, a ekstrema są na poziomie -16% i +13%. Oferenci przeniosą to ryzyko na cenę, w ten sposób, że 6% ryzyko produkcji powoduje utratę 2% na IRR kapitału, co spowoduje wzrost oferowanej ceny energii o ok. 30 PLN/MWh. Zatem sztywne harmonogramy, faktycznie prowadzą do wzrostu kosztu system wsparcia.

Przedmiotem rozliczeń nie powinna być zatem ilość energii wyprodukowanej w okresie trzech lat pod sankcją dotkliwej kary tak, jak przewiduje Projekt. Należy określić poziom minimalny produkcji, np. 80%, którą wytwórca musiałby wyprodukować lub dokupić w innym źródle odnawialnym. Dopiero w przypadku niewypełnienia minimum w okresie rozliczeniowym, 5 lat, wytwórca podlegałby ewentualnym sankcjom.

14. OGRANICZENIA WOLUMENÓW ENERGII DLA TECHNOLOGII O SPRAWNOŚCI PONIŻEJ 3500 MWh/r.

Dyskryminujące jest dla energetyki wiatrowej i fotowoltaiki, kryterium aukcyjne, zgodnie z którym maksymalna ilość energii wytworzonej w instalacjach o sprawności poniżej 3500 MWh/MW/rok miała być de facto określana przez operatorów systemów dystrybucyjnego i przesyłowego. Ten zapis powoduje, że inwestycje w farmy wiatrowe w Polsce zostaną całkowicie uzależnione od uznaniowości operatorów sieci. Rozwiązanie to jest też sprzeczne z Artykułem 16 Dyrektywy 2009/28/WE, który zobowiązuje państwa członkowskie m.in. do zapewnienia gwarancji przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej wytwarzanej z OZE przez operatorów systemów przesyłowych i systemów dystrybucji na ich terytorium, o ile pozwala na to bezpieczna eksploatacja krajowego systemu elektroenergetycznego, przy zastosowaniu przejrzystych i niedyskryminujących kryteriów. Państwa członkowskie powinny również zapewnić, by zostały przyjęte odpowiednie środki operacyjne dotyczące sieci i rynku, które zminimalizują ograniczenie energii elektrycznej wytworzonej z OZE.

Ograniczenie wolumenów energii w przetargach dla niektórych technologii jest również niezgodne z treścią dokumentu "European Commission guidance for the design of renewable energy support schemes". Dokument ten będzie podstawą notyfikacji polskiego systemu wsparcia w Komisji Europejskiej.^[9] W wytycznych, jako jedną z podstawowych zasad wskazuje się tzw. kryterium neutralności technologicznej. Oznacza to, że każda z technologii OZE powinna być oceniana i traktowana tylko i wyłącznie z punktu widzenia kosztu zbudowania mocy lub wytworzenia energii elektrycznej w źródle odnawialnym. Tworzenie

^[9] Jak wyżej –raport pkt. 3.2.1. i 3.2.3

dodatkowych kryteriów ma charakter subiektywny, co czyni, że aukcja nie jest neutralna, gdyż daje większe szanse zwycięstwa konkretnym oferentom.

Część inwestorów OZE, którzy będą startować w przetargach (w szczególności farmy wiatrowe) posiada ważne, podpisane umowy przyłączeniowe na określoną moc przyłączeniową farmy wiatrowej do sieci OSD lub OSP. Moc ta wynika z założeń przyjmowanych do analizy możliwości przyłączenia przez operatorów systemu. W związku z powyższym, nie ma prawnych podstaw do ograniczania możliwości udziału w aukcji – to są prawa nabyte, których nie powinno się podważać. W tej sytuacji, zmiana systemu wsparcia doprowadziłaby do powstania oczywistej szkody po stronie inwestorów (pogorszenie warunków umowy przyłączeniowej – mniej mocy zainstalowanej, bądź ograniczenia w produkcji). Inwestorzy ci wystąpią z roszczeniami wobec polskiego Skarbu Państwa, w tym inwestorzy zagraniczni będą szukać ochrony na podstawie prawa międzynarodowego.

PSE ogłosiły zdolność do przyłączenia do roku 2020 ok. 8900 MW mocy energetyki wiatrowej. Świadczy to o tym, że istnieje w systemie wystarczająca zdolność do przyłączenia odpowiedniej ilości mocy z energetyki wiatrowej dla realizacji celów roku 2020. Tymczasem, zaproponowane w Projekcie zasięgnięcie opinii przez Prezesa URE u operatorów przed ogłoszeniem aukcji, nie ma znamion transparentności i obiektywizmu, a rekomendacje mogą być krzywdzące dla uczestników rynku energii. Szczególnie grupy energetyczne zintegrowane pionowo będą priorytetowo traktować własne projekty OZE.

Znacznie lepszym rozwiązaniem, umożliwiającym kontrolę nad tempem rozwoju poszczególnych technologii OZE i kształtowanie pożądanego miksu energetycznego, jest system odrębnych aukcji dla poszczególnych technologii. Podział na technologie powinien być zgodny z wyróżnionymi w KPD: woda, wiatr onshore, wiatr offshore, biomasa i pozostałe (w tym biogaz, PV). Jest to koncepcja tzw. koszyków technologicznych.

15. ALOKACJA ŚRODKÓW DLA MAŁYCH INSTALACJI

W Projekcie proponuje się, aby co najmniej 25% ilości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii została wytworzona w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej do 1 MW. Przepis ten powinien odnosić się do puli środków, które Minister Gospodarki zamierza przeznaczyć na rozwój OZE w Polsce, a nie wyprodukowanej energii. Jednostkowe koszty inwestycyjne i koszty wytworzenia energii w małych instalacjach są bowiem znacząco wyższe od tych w instalacji powyżej 1MW. Utrzymanie takiego zapisu spowodowałoby, że uzyskanie 25% energii elektrycznej z instalacji do 1MW wymagałoby znacznie większej puli niż 25% środków przewidzianych w danym roku na inwestycje w OZE, tj. ok. 40%. Stwarza to ryzyko, że pozostała kwota wsparcia przeznaczona dla źródeł o mocy powyżej 1 MWe będzie zdecydowanie zbyt mała w stosunku do potrzeb, co stanie się istotną przeszkodą w realizacji zakładanego przez Polskę celu w perspektywie 2020 r. W rezultacie będziemy wytwarzać za mało, stosunkowo drogiej energii z OZE. Postulujemy ustalenie puli dla mniejszych instalacji OZE w zależności od wartości środków przeznaczonych na wsparcie, a nie od ilości wyprodukowanej energii.

Ponadto krajowy potencjał w zakresie budowy małych źródeł odnawialnych może być niewystarczający do zrealizowania tak wysokiego ich udziału w puli środków, przeznaczonych na aukcje. Zatem jest możliwe, że małe instalacje OZE nie będą w stanie wykorzystać

przeznaczonej dla nich puli 25 % wartości energii elektrycznej z OZE lub energii elektrycznej z biogazu rolniczego. Proponujemy stopniowe zwiększanie puli przeznaczonej na wsparcie małych instalacji OZE od kilku procent w pierwszym roku obowiązywania systemu aukcyjnego, aż do osiągnięcia 25% wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii lub energii elektrycznej z biogazu rolniczego w perspektywie kilku – kilkunastu lat.

Postulujemy zwiększenie limitu mocy zainstalowanej uprawniającej do udziału w aukcjach dla mniejszych instalacji z 1 do 2 MWe.

16. MIKROINSTALACJE

W zakresie uregulowań dotyczących mikroinstalacji, Projekt w znaczącej części jest powieleniem zapisów przyjętych wcześniej ustawą z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, zwanej powszechnie „małym trójpakietem”, która obowiązuje od 11 września 2013 r. Jednak w Projekcie znalazły się też propozycje nowych zapisów, które w naszym przekonaniu, pogarszają, i tak już niekorzystne, warunki prawne i ekonomiczne funkcjonowania sektora energetyki prosumenckiej.

Zasadnicze postulaty, o których uwzględnienie wnioskujemy to:

1) Zasada tzw. „net meteringu”, która pozwoli posiadaczom mikroinstalacji rozliczać się na podstawie różnicy między energią elektryczną wprowadzoną i pobraną z sieci operatora systemu dystrybucyjnego w rocznych okresach rozliczeniowych. W sytuacjach, gdy stosowane są rozliczenia na podstawie wielkości prognozowanych, przedsiębiorstwo energetyczne ma obowiązek uwzględnić w prognozach planowaną ilość energii pobieranej i oddawanej. Net metering jest z powodzeniem stosowany m.in. w Belgii, Danii, Holandii, Hiszpanii, Wielkiej Brytanii, Włoszech. Opowiadamy się za uwzględnieniem w Projekcie kierunkowych regulacji co do zasad rozliczeń pomiędzy mikroinstalacjami, a sprzedawcami i operatorami systemów dystrybucyjnych. Kwestie te powinny być w dalszej kolejności przedmiotem szczegółowych zapisów w rozporządzeniu wykonawczym do ustawy – Prawo energetyczne, o którym mowa w art. 46 ust. 3 tej ustawy (tzw. rozporządzenie taryfowe dla energii elektrycznej). Prace zmierzające do wprowadzenia proponowanych zmian w ww. rozporządzeniu mogą i powinny zostać podjęte niezwłocznie, niezależnie od ścieżki procedowania Projektu.

Wraz z dalszym rozwojem rozwiązań w dziedzinie inteligentnej energetyki, w szczególności dostępności magazynowania energii, powinno się doprecyzować regułę net meteringu, tak aby regulacje zmierzały do motywowania prosumentów do zużywania (magazynowania) wytwarzanej w mikroinstalacji energii w możliwie maksymalnym stopniu na własne potrzeby w poszczególnych godzinach doby.

Przyjęcie zasady net meteringu spowoduje obniżenie ilości energii stanowiącej podstawę kalkulacji stawek sieciowych przez przedsiębiorstwa energetyczne w taryfach dla energii elektrycznej. Wg szacunków Ministerstwa Gospodarki ilość energii wytwarzanej w mikroinstalacjach wyniesie w 2020 r. 1,7 TWh. Przy obecnym zużyciu końcowym w Polsce na poziomie 130,6 TWh, wzrost stawek sieciowych w wyniku obniżenia podstawy kalkulacji taryf wyniósłby do 2020 r. jedynie 1,32%.

2) Zasada prowadzenia rozliczeń z jednym sprzedawcą na podstawie umowy kompleksowej. W myśl tej zasady posiadacz mikroinstalacji powinien zawrzeć umowę

kompleksową z jednym sprzedawcą, z którym rozliczenia prowadzone są zarówno w odniesieniu do energii nabywanej jak i sprzedawanej. Najczęściej będzie to sprzedawca zobowiązany, o którym mowa w art. 40 Projektu.

3) Możliwość wyboru czy wytwarzanie i sprzedaż energii z mikroinstalacji będą prowadzone przez przedsiębiorcę na podstawie koncesji udzielonej przez Prezesa URE (mikrowytwórce), czy przez osobę fizyczną (prosumenta), na podstawie zwolnienia z obowiązku posiadania koncesji.

17. NOWE INSTALACJE BIOMASOWE W SYSTEMIE CEN STAŁYCH

System wsparcia oparty na stałych taryfach nie jest dostosowany do możliwych wahań cen biomasy. W przypadku drastycznej zmiany warunków rynkowych inwestor nie powinien być związany 15-letnim zobowiązaniem produkcji, która przynosi trwale straty. Obecnie 80% wolumenów biomasy kupowane jest w kontraktach rocznych lub spotowych. W praktyce nie jest możliwe kontraktowanie biomasy z wyprzedzeniem dłuższym niż 3 lata.

W przypadku projektów biomasowych i biogazowych postulujemy umożliwienie renegotjacji warunków umowy lub wręcz wycofania się z niej.

18. ZMODERNIZOWANE JEDNOSTKI BIOMASOWE

Zaproponowany nowy system wsparcia OZE w postaci aukcji i nałożonych ograniczeń na jednostki biomasowe o mocy powyżej 50 MW oraz pracujących w wysokosprawnej kogeneracji, których zainstalowana moc cieplna nie przekracza 150 MWt w zasadzie skierowany jest do instalacji OZE innych niż spalających biomasę. Jeżeli zmodernizowana jednostka biomasowa przekroczy wartość zainstalowanej mocy elektrycznej powyżej 50 MW (z wyłączeniem sytuacji, gdy zainstalowana moc cieplna jednostki pracującej w wysokosprawnej kogeneracji wynosić będzie poniżej 150 MWt), wówczas nie może ona wejść do systemu aukcyjnego mimo, że inne zapisy na to pozwalają.

Zbyt restrykcyjne są zapisy, który przyznają jednostkom zmodernizowanym po dniu wejścia ustawy, świadectwa pochodzenia w ilości proporcjonalnej do przyrostu mocy tej instalacji wraz z dodatkowym zastrzeżeniem, że w przypadku modernizacji instalacji niestanowiącej OZE w wyniku, której powstaje instalacja OZE oraz modernizacji instalacji wielopaliwowej w wyniku której powstaje instalacja OZE (ale nie instalacja wielopaliwowa), świadectwa pochodzenia przyznawane są tylko w ilości proporcjonalnej do poniesionych nakładów na modernizację ale nie więcej niż 50% wartości początkowej modernizowanej instalacji OZE z uwzględnieniem przepisów amortyzacyjnych. Ponadto, nie jest jasne, czy w takim przypadku jednostka OZE ma możliwość uzyskiwania świadectw pochodzenia przez okres 15 lat tak, jak jednostki OZE przed wejściem ustawy, ale dla mocy elektrycznej zainstalowanej w wielkości sprzed przeprowadzonej modernizacji, czy też praktycznie data 31.12.2015 r. wyznacza zakończenie wsparcia w postaci świadectw pochodzenia dla całej mocy jednostki po modernizacji czy tylko dla części przyrostu mocy.

Niezbędne jest doprecyzowanie definicji modernizacji i jej skwantyfikowanie poprzez poniesione nakłady inwestycyjne. Konieczne jest doprecyzowanie sposobu wyliczenia wartości instalacji, która stanowić ma podstawę do obliczenia wartości modernizacji odniesionej do wartości istniejących obiektów. Obecne zapisy niejednoznacznie określają wartość obiektów jako instalacji OZE. Nie jest jasne, czy za instalację uznajemy tylko

urządzenia energetyczne, czy również budynki, i inne urządzenia pomocnicze. Obecne zapisy powołujące się na wartość początkową nie uściślają czy chodzi o wartości podatkowe czy księgowo. Dodatkowo, Projekt nie pozwala pomniejszyć wartości początkowej o odpisy amortyzacyjne, czyli przyjąć wartości aktualnej netto.

Zakładając, że Projekt przewiduje 15-letnie wsparcie oraz dopłatę do 50% energii wyprodukowanej przez zmodernizowaną instalację OZE, należy podkreślić, iż tak niski poziom wsparcia nie umożliwi uzyskania rentowności projektów przebudowy jednostek węglowych na biomasowe, a tym samym pozbawia sektor elektrociepłowni możliwości dostosowania jednostek wytwórczych do nowych standardów emisji dzięki zmianie paliwa. Prowadzi to także do podrożenia kosztu wytwarzania energii z OZE w wyniku odrzucenia technologii, która oprócz energii elektrycznej z OZE dostarcza również ciepło.

19. WSPARCIE DLA ENERGETYKI WODNEJ

Projekt ustawy jest dla elektrowni wytwarzających energię z wody rozwiązaniem niekorzystnym, które spowoduje nieopłacalność produkcji energii elektrycznej w części tego segmentu. Średni koszt wytwarzania energii w elektrowniach wodnych przepływowych o mocy zainstalowanej do 5 MW wynosi ok. 430 zł/MWh, a elektrowni wodnych zbiornikowych do 10 MW ok. 300 zł/MWh. Oznacza to, że małe elektrownie o mocy zainstalowanej powyżej 1 MW nie mają żadnych szans w konkurencji na rynku energii elektrycznej⁹. W przypadku hydroenergetyki, w większości krajów UE małą hydroenergetykę definiuje się w przedziałach mocy do 5 MW lub do 10 MW.

Propozycja pozbawienia wsparcia wszystkich elektrowni wodnych o mocy powyżej 1 MW, niezależnie od daty ich uruchomienia oznacza, że prawa nabyte inwestorów, którzy podejmowali decyzje inwestycyjne na podstawie obowiązującego prawa nie będą respektowane. Dotyczy to w szczególności inwestycji w elektrownie wodne, które wyprodukowały pierwszą energię po wejściu w życie ustawy - Prawo energetyczne z dnia 4 marca 2005 r.¹⁰ oraz inwestorów, którzy podejmowali decyzje o przeprowadzeniu gruntownych inwestycji odtworzeniowych i modernizacyjnych po tej dacie.

Modernizacja krajowego potencjału wytwórczego instalacji hydroenergetycznych jest bezwzględnie konieczna, żeby zapobiec jego stopniowej degradacji. Biorąc pod uwagę, niższy koszt modernizacji w porównaniu do budowy nowej instalacji, postulujemy, aby systemem wsparcia w postaci świadectw pochodzenia i gwarantowanej ceny sprzedaży energii elektrycznej objąć większą grupę małych elektrowni wodnych, o mocy zainstalowanej do 5 MW oraz instalacje zmodernizowane. Te ostatnie powinny być uprawnione do otrzymania wsparcia proporcjonalnie do poniesionych nakładów na modernizację.

20. WSPARCIE DLA MORSKICH FARM WIATROWYCH

Konieczne jest odrębne uregulowanie kwestii morskiej energetyki wiatrowej (dalej MEW), która w zaproponowanym systemie nie ma szans na rozwój na warunkach rynkowych. Pomimo stosunkowo wysokich kosztów tej technologii, potencjalne korzyści gospodarcze

⁹ Koszty wytwarzania energii elektrycznej w zawodowych elektrowniach wodnych Część I – Towarzystwo Elektrowni Wodnych, wrzesień 2013

¹⁰ Ustawa z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz ustawy - Prawo ochrony środowiska wprowadziła system wsparcia energetyki odnawialnej w postaci obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia

wynikające z rozwoju MEW są na tyle istotne, że MEW nie powinny zostać pominięte w projekcie systemu wsparcia OZE. Badania Instytutu Morskiego w Gdańsku wskazują, iż obszar polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej to jeden z najlepszych obszarów wietrznych na morzu bałtyckim.

Najkorzystniejszym, z punktu widzenia nakładów inwestycyjnych (przede wszystkim budowa turbin i transport), jest zlokalizowanie zakładów produkcyjnych MEW na terenach portowych, relatywnie blisko miejsca realizacji inwestycji MEW, np. w portach i stoczniach w Gdyni i Gdańsku. Rozwój MEW może będzie miał znaczący wpływ na krajowy rynek pracy, w szczególności podczas fazy inwestycyjnej. Dane brytyjskie wskazują, że w czasie prowadzenia budowy MEW na każdy 1 MW mocy przypada ponad 17 etatów w sektorze MEW i sektorach powiązanych. Rozwój polskiej MEW, zgodny z warunkami przyłączeniowymi wydanymi przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (tj. 2200 MW), oznacza kilkanaście tysięcy miejsc pracy w fazie inwestycyjnej. Mając na uwadze, że Minister Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej wydał 16 pozwoleń na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń na polskich obszarach morskich dla MEW, na inwestycje o łącznej wartości inwestycji ok. 100 mld PLN, a przygotowanie i uruchomienie pojedynczego projektu może trwać nawet 10 lat, uzasadnione stworzenie rozwiązań dedykowanych morskiej energetyce wiatrowej, umożliwiających jej rozwój.

ROZDZIAŁ III. ZAŁĄCZNIKI. OSR oraz modele finansowe zawierające wyliczenie wartości LCOE.

I. OCENA SKUTKÓW REGULACJI

Dane, wyliczenia oraz wnioski zawarte w Ocenie Skutków Regulacji (OSR), która towarzyszy Ustawie, budzą w wielu miejscach zastrzeżenia i odbiegają od kryterium obiektywności. Autorzy często podkreślając brak dostępnych danych, w związku z czym stosują ich ekstrapolację. Przyjmowanie tak daleko idących uproszczeń nie jest właściwe w dokumencie, który ma stanowić podstawę wprowadzania konkretnych rozwiązań.

Poniżej przedstawiamy komentarz do przedstawionej w OSR metodologii i założeń do wyznaczenia tzw. Levelised Cost of Electricity (dalej „LCOE”¹¹) oraz do domniemanego wykorzystania w OSR wyliczonych wartości LCOE jako potencjalnej wartości wsparcia jakiego należy udzielić jednostkom OZE by mogły one funkcjonować na rynku¹².

A) Przedstawiony w OSR materiał analityczny nie jest w pełni wystarczający dla zrozumienia sposobu kalkulacji i powtórzenia kalkulacji LCOE jakie prezentowane są w dokumencie, co zmniejsza transparentność a więc podwyższa ryzyko dla uczestników systemu. Niekompletna definicja założeń dotyczy przede wszystkim:

- Sposobu wyprowadzenia i wartości stopy dyskonta (r) we wzorze na LCOE

¹¹ LCOE – jednostkowy uśredniony koszt produkcji energii elektrycznej w cyklu życia instalacji

¹² Ocena skutków Regulacji, Projekt z dn. 12.11.2013 r (dalej jako „OSR”), Tabela 63, str. 76 wskazuje na średnie ceny energii elektrycznej jakich ustawodawca spodziewa się w wyniku aukcji (ceny około 360 zł/MWh), które zbieżne są z wartościami LCOE wyliczonymi dla dominujących technologii (wiatr na lądzie i biomasa 10-50MW) podanymi w Tabeli 51 na str. 66.



- Podstawy wyznaczania i wartości rezydualnej po okresie wsparcia przyjętej dla każdej z rozważanych technologii
- Okresu budowy uwzględnionego w wyliczeniu LCOE i rozkładu nakładów na każdy z lat budowy dla danej technologii
- Wielkości zużycia własnego wytworzonej energii elektrycznej dla każdej z technologii.

Postulujemy uzupełnienie prezentowanych w OSR założeń o powyższe założenia.

W efekcie, uczestnicy rynku nie mogą ze 100%-ową pewnością odtworzyć założeń, jakie przyjęli twórcy ustawy, jednakże są w stanie przyjąć w tym zakresie racjonalne wartości standardowo oczekiwane przez rynek. Bazując na racjonalnych wartościach nie da się otrzymać w modelu finansowym wartości zwrotu na kapitale własnym inwestora, który określony został jako bazowy dla inwestycji w OZE w OSR, tzn. 12% po opodatkowaniu¹³. W związku z tym nie do zaakceptowania są wartości LCOE podane w OSR, o ile miałyby one stać się cenami referencyjnymi dla danej technologii dopuszczającymi do udziału w akcji.

Dla przykładu, w celu sprawdzenia przedstawionych w OSR wyników, przygotowano model finansowy dla inwestycji w farmę wiatrową na lądzie o mocy zainstalowanej 1 MW zgodnie z poniższymi założeniami podanymi w OSR¹⁴:

- Capex wynoszący 6 390 tys. zł/MW
- Opex wynoszący 194 tys. zł/MW
- Współczynnik wykorzystania mocy wynoszący 2 400 h pracy w roku
- Na podstawie powyższego współczynnika można powiedzieć, że farma o mocy 1 MW będzie w stanie wytworzyć nominalnie 2 400 MWh energii elektrycznej na zaciskach generatora. Nie jest to jednak energia możliwa do wprowadzenia do sieci, a więc do sprzedania do odbiorcy zobowiązanego. Nie jest podana wartość zużycia własnego, o jaką należy skorygować powyższą wartość.
- Przyjmując racjonalne oczekiwanie w zakresie zużycia własnego dla farmy wynoszące 2,0% produkcji, ilość energii sprzedanej do odbiorcy zobowiązanego można określić na 2 352 MWh rocznie
- Inflacja roczna na poziomie 2,5%
- Okres budowy, który nie został podany w OSR, przyjęto na standardowym poziomie 2 lat¹⁵
- Wartość rezydualną, której nie podano w OSR, Przyjęto na poziomie 10% oryginalnej wartości instalacji, tj. na poziomie 639 tys. zł/MW (nominalnie w 15-stym roku operacji)
- Tak zrealizowany projekt, którego budowa rozpoczęłaby się w styczniu 2014 roku, a do eksploatacji wszedłby w styczniu 2016, zgodnie z tabelą zawierającą ceny LCOE nominalnie na rok 2016¹⁶ mógłby liczyć na cenę ok. 360 zł/MWh. Analogiczną

¹³ Przy 70% finansowaniu długiem którego średni koszt wynosi 6,5% przed opodatkowaniem, OSR str. 36.

¹⁴ OSR, Tabela 36, str. 54.

¹⁵ Zobacz na przykład założenia okresu developmentu i budowy dla systemu brytyjskiego: Electricity Generation Costs, Department of Energy & Climate Change, październik 2012, str. 16.

¹⁶ OSR, Tabela 51, str. 66.

cenę wsparcia zawiera tabela z prognozą kosztu wsparcia¹⁷ w systemie aukcyjnym – 361,97 zł/MWh.

W wyniku zastosowania powyższych założeń w modelu finansowym obliczony zwrot na kapitale własnym po opodatkowaniu wynosi 1,2% przy cenie 361,97 zł/MWh wobec określonego w OSR wymaganego poziomu 12%. Zrozumiałe jest, że przy tym poziomie zwrotów, żaden racjonalny inwestor nie podejmie pozytywnej decyzji inwestycyjnej, przez co nie będzie inwestycji w nowe aktywa OZE. Z komentarzy zamieszczonych w OSR nie wynika jak została wyliczona cena 361,97 zł/MWh. Prawidłowe kalkulacja wartości LCOE przy poprawnej definicji parametrów wzoru na LCOE dla powyższych założeń daje cenę 445,0 zł/MWh¹⁸, która w tym samym modelu zwraca inwestorowi 12%.

Analiza definicji LCOE przedstawionej w OSR, nie pozwala na jednoznaczną interpretację parametrów wzoru na LCOE w postaci ogólnej podanej na str. 31 oraz w postaci bardziej szczegółowej podanej na str. 32. Definicja ta zakłada, że do kosztów operacyjnych zalicza się koszty finansowe kredytu, a jako stopy dyskontowej używa się kosztu kapitału własnego. Poprawna interpretacja parametrów wzoru w wersji ogólnej powinna wyglądać następująco:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{(I_t + M_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

LCOE – jednostkowy uśredniony koszt produkcji energii w cyklu życia [zł nominalnie /MWh]

I_t – nakłady inwestycyjne w roku t-tym, nominalnie

M_t – wydatki eksploatacyjne w roku t-tym, nominalnie

E_t – produkcja energii w roku t-tym [MWh],

r – stopa dyskontowa, rozumiana w tym przypadku jako średnioważony koszt kapitału (WACC) przed opodatkowaniem.

W szczególności dla założeń przyjętych w OSR¹⁹ wartość stopy dyskonta wynosi:

$$70\%_{\text{udział długu}} * 6,5\%_{\text{koszt długu przed opodatkowaniem}} + 30\%_{\text{udział kapitału własnego}} * (12,0\%_{\text{rentowność kapitału własnego po opodatkowaniu}} / (1 - 19\%_{\text{stopa podatku}})) = 9,0\%$$

Tak interpretowany wzór daje wartości LCOE przedstawione wyżej (tj. 445,0 zł/MWh dla wiatru na lądzie), które przyjęte jako stała nominalnie cena w okresie 15 lat eksploatacji projektu zwraca inwestorowi kapitał własny z zadaną rentownością. Wszystkie wartości LCOE podane w tym dokumencie jako wyliczone, a nie przytoczone z OSR i zostały oszacowane na bazie powyższego wzoru z poprawnie interpretowanymi jego parametrami.

¹⁷ OSR, Tabela 63, str 76.

¹⁸ Porawna definicja parametrów wzoru podana jest w dalszej części tekstu i w szczególności wyliczenie ceny 445,0 zł/MWh nie zawiera w wydatkach eksploatacyjnych kosztów finansowych, a przepływy są określone w wartościach nominalnych.

¹⁹ Założenia: OSR str. 36.

Wnosimy o weryfikację wyliczonych wartości LCOE. Dodatkowo zwracamy uwagę, że LCOE jest koncepcją umożliwiającą szybkie porównanie na tej samej bazie średniego poziomu cen zapewniających ogólne pokrycie kosztów funkcjonowania określonej technologii, jednakże jest to miara bardzo uproszczona i nie powinna być wykorzystywana do określania cen referencyjnych, ani cen aukcyjnych. Takie wartości powinny być określone na bazie pełnego modelu finansowego, uwzględniającego wszystkie istotne aspekty techniczne i ekonomiczne funkcjonowania określonej technologii w życiu gospodarczym. Definicja i parametryzacja takiego modelu w odniesieniu do każdej technologii powinna być przedstawiona w Ocenie Skutków Regulacji, a w przyszłości regularnie aktualizowana i konsultowana z uczestnikami rynku.

B) W stosunku do założeń ekonomicznych opublikowanych w projekcie ustawy z października 2012 r. część parametrów zmienionych w założeniach do bieżącego projektu ustawy nie może być zaakceptowana, a ich zmiana nie jest zrozumiała. W szczególności, w zakresie wspieranych technologii w OSR zostały ograniczone technologie mające zastosowanie w instalacjach dedykowanych biomasowych w przedziale 10 - 50 MWe, a dla instalacji w przedziale powyżej 50 MWe nakłady inwestycyjne (Capex) zostały dramatycznie ograniczone²⁰. Nie widzimy uzasadnienia dla takiego podejścia

W przypadku instalacji biomasowych w przedziale mocy 10 – 50 MW nowe, autonomiczne instalacje dedykowane na biomasę zostały zastąpione konwersją istniejących kotłów węglowych na instalacje dedykowane. Wnosimy o przywrócenie parametrów ekonomicznych odnoszących się do nowych dedykowanych instalacji biomasowych o mocy 10 – 50 MW, z oczekiwanymi nakładami inwestycyjnymi na poziomie przyjętym w projekcie ustawy z października 2012 r., tj. 12 000 tys. zł/MW²¹. Ponadto, brytyjski Department of Energy and Climate Change w opracowaniu „Electricity Generation Costs” z lipca 2013 roku wskazuje, że nakłady inwestycyjne na dedykowane jednostki biomasowe od 5 do 50 MW wynoszą między 12 500 tys. zł/MW a 18 000 tys. zł/MW oraz między 10 000 tys. zł/MW a 12 500 tys. zł/MW dla jednostek dedykowanych o mocy powyżej 50 MW. Usunięcie możliwości inwestowania w nowe, autonomiczne instalacje biomasowe w tym zakresie mocy, który ekonomicznie wydaje się najbardziej uzasadniony (z uwagi na dostępność biomasy i relację kosztów do produkcji) oceniamy jako błąd i jako niezgodne z ideą regulacji obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminujących, która jest myślą wiodącą w treści Dyrektywy 2009/28/WE²².

Analogicznie dla przedziału mocy powyżej 50 MW w nowym projekcie ustawy dedykowane, nowe autonomiczne instalacje mają ograniczony referencyjny poziom nakładów (capex) do 6 500 tys. zł/MW, podczas gdy doświadczenie sektora i poprzednie założenia do ustawy z października 2012 r. wskazują na 10 000 – 12 000 tys. zł/MW.

Dodatkowo, konieczne jest ustalenie kosztów stałych (OPEX) dla nowych instalacji w technologii biomasowej w koszyku 10 – 50 MW ale także dla wszystkich pozostałych przedziałów mocy dla nowych obiektów na poziomie 500 tys. zł/MW wobec proponowanych

²⁰ Tabela 28, OSR, str. 46.

²¹ Ocena Skutków Regulacji do projektu ustawy o OZE z dn. 9 października 2012 r. (dalej jako „OSR 2012”), str. 62

²² Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE

wartości w przedziale 100 – 250 tys. zł/MW. Jednocześnie, zwracamy uwagę, że przywołane powyżej opracowanie dla jednostek dedykowanych o mocy od 5 do 50 MW wskazuje na koszty OPEX na poziomie 560 tys. zł/MW oraz 475 tys. zł/MW dla jednostek o mocy powyżej 50 MW.

Dla koszyka nowych instalacji biomasowych w przedziale mocy 10 – 50 MWe, przy nakładach CAPEX wynoszących 12 000 tys. zł/MW i kosztach stałych OPEX na poziomie 500 tys. zł/MW oczekiwana cen LCOE wynosiłaby 673,7 zł/MWh²³ wobec ok 350 zł/MWh w obecnym projekcie ustawy dla koszyka z konwersją kotła węglowego na biomasę. Cena 350 zł/MWh zastosowana do projektu nowej instalacji biomasowej wymagającej ceny 674 zł/MWh oznacza brak możliwości pokrycia nawet kosztów operacyjnych (OPEX i kosztów zakupu biomasy), przez co te projekty nie są możliwe przy takiej definicji parametrów referencyjnych.

Ponadto, w zakresie projektów biogazowni rolniczych przyjęte w OSR założenia²⁴ nie oddają rzeczywistych wartości nakładów inwestycyjnych jakie trzeba ponieść w celu ich wybudowania. OSR podaje wartości w przedziale 12 138 – 13 765 tys. zł/MW, w zależności od mocy. Nasze doświadczenia wskazują na wartości co najmniej na poziomie 15 500 tys. zł/MW i to w odniesieniu do instalacji relatywnie dużych (tj. powyżej 1 MW). Potwierdzają to także zaprezentowane w OSR wartości benchmarkowe zebrane przez inne instytucje, które mówią o zakresie 15 500 – 17 000 tys. zł/MW.

Współczynnik wykorzystania mocy nie jest tak bardzo zależny od mocy instalacji, w szczególności czas pracy jednostek powyżej 1 MW nie jest wyższy, niż jednostek mniejszych i powinien wynosić 7 600 h/rok zamiast proponowanych 7 800 h/rok.

Aby określić wartościowo różnice w poziomie wymaganej ceny, przyjmując założenia zawarte w OSR, przeprowadziliśmy kalkulację wartości LCOE w cenach stałych na rok 2013 i indeksowanych inflacją z roku poprzedniego w latach kolejnych²⁵. W tym celu dokonana została korekta wartości podstawianych do ogólnego wzoru na wartość LCOE do następującej postaci:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{(I_t + M_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

LCOE – jednostkowy uśredniony koszt produkcji energii w cyklu życia [zł (cena stała 2013 r.)/MWh]

I_t – nakłady inwestycyjne w roku t-tym, skorygowana o indeks inflacji od 2013

M_t – wydatki eksploatacyjne w roku t-tym, skorygowane o indeks inflacji od 2013

E_t – produkcja energii w roku t-tym [MWh],

²³ Pozostałe założenia zgodnie z OSR, uzupełnione o założenia dotyczące zużycia własnego (10%) oraz wartości rezydualnej (nominalnie w 15-stym roku operacji na poziomie 10% wartości pierwotnych nakładów inwestycyjnych).

²⁴ Tabela 21, str. 40

²⁵ Wartość inflacji dla wszystkich lat, poza rokiem 2013, przyjęto zgodnie z OSR na poziomie 2,5%. Dla roku 2013 przyjęto wartość 1,0%, zgodnie z komunikatem GUS o ostatnim poziomie inflacji: <http://forsal.pl/artykuly/739234,inflacja-we-wrzesniu-2013-roku-spadla-do-1-proc-r-r.html>

r – stopa dyskontowa, rozumiana w tym przypadku jako średnioważony koszt kapitału (WACC) przed opodatkowaniem, realnie, czyli pomniejszony o zakładaną stopę inflacji.

W szczególności dla założeń przyjętych w OSR wartość stopy dyskonta wynosi:

$$9,0\%_{\text{nominalna stopa dyskonta}} - 2,5\%_{\text{zakładany poziom inflacji}} = 6,5\%_{\text{realna stopa dyskonta}}$$

Tak interpretowany wzór dla wybranych przykładowych technologii daje wartości LCOE przedstawione poniżej, które przyjęte jako cena indeksowana wskaźnikiem inflacji z poprzedniego roku, poczynając od 2014 roku, w okresie 15 lat eksploatacji projektu zwraca inwestorowi kapitał własny z zadaną rentownością 12%:

- Dla projektów wiatrowych na lądzie (powyżej 0,5 MW) LCOE w cenach stałych nominalnie wynosi 445,0 zł/MWh zgodnie z założeniami podanymi w punkcie 2, zaś w cenach stałych realnie LCOE na rok 2013 wynosi 368,0 zł/MWh.
- Dla projektów biomasowych poniżej 10 MW, zgodnie z założeniami podanymi w OSR²⁶ LCOE określone jako nominalnie stałe wynosi 712,1 zł/MWh, zaś w cenach stałych realnie wynosi 586,3 zł/MWh.
- Dla nowych projektów biomasowych o mocy 10 – 50 MW, przy wcześniej skomentowanych założeniach²⁷, wartość LCOE określone jako nominalnie stałe wynosi 673,7 zł/MWh, zaś w cenach stałych realnie wynosi 554,4 zł/MWh.
- Dla nowych projektów biogazowych o mocy powyżej 1 MW, zgodnie z założeniami podanymi w powyżej²⁸ LCOE określone jako nominalnie stałe wynosi 832,6 zł/MWh, zaś w cenach stałych realnie wynosi 685,2 zł/MWh.

Porównując podane w OSR wartości LCOE z wynikami przeprowadzonych przez nas kalkulacji cen indeksowanych inflacją można domniemywać, że opublikowane w OSR ceny LCOE wyrażone są w cenach stałych realnie a nie nominalnie, przez co nie powinny być odnoszone do projektu ustawy proponującego aukcje na ceny stałe przez 15 lat.

II. MODELE FINANSOWE. Wersja elektroniczna

²⁶ Tabela 28, str 46, uzupełniono o założenia, że zużycie własne wynosi 10%, okres budowy trwa 2 lata, a wartość rezydualna wynosi 10% oryginalnej wartości instalacji

²⁷ Tj. CAPEX wynoszący 12 000 tys. zł/MW i OPEX na poziomie 500 tys. zł/MW, przy założeniu, że zużycie własne wynosi 10%, okres budowy trwa 2 lata, a wartość rezydualna wynosi 10% oryginalnej wartości instalacji

²⁸ Oraz w Tabeli 21, str 40, uzupełniono o założenia, że zużycie własne wynosi 8%, okres budowy trwa 2 lata, a wartość rezydualna wynosi 10% oryginalnej wartości instalacji