

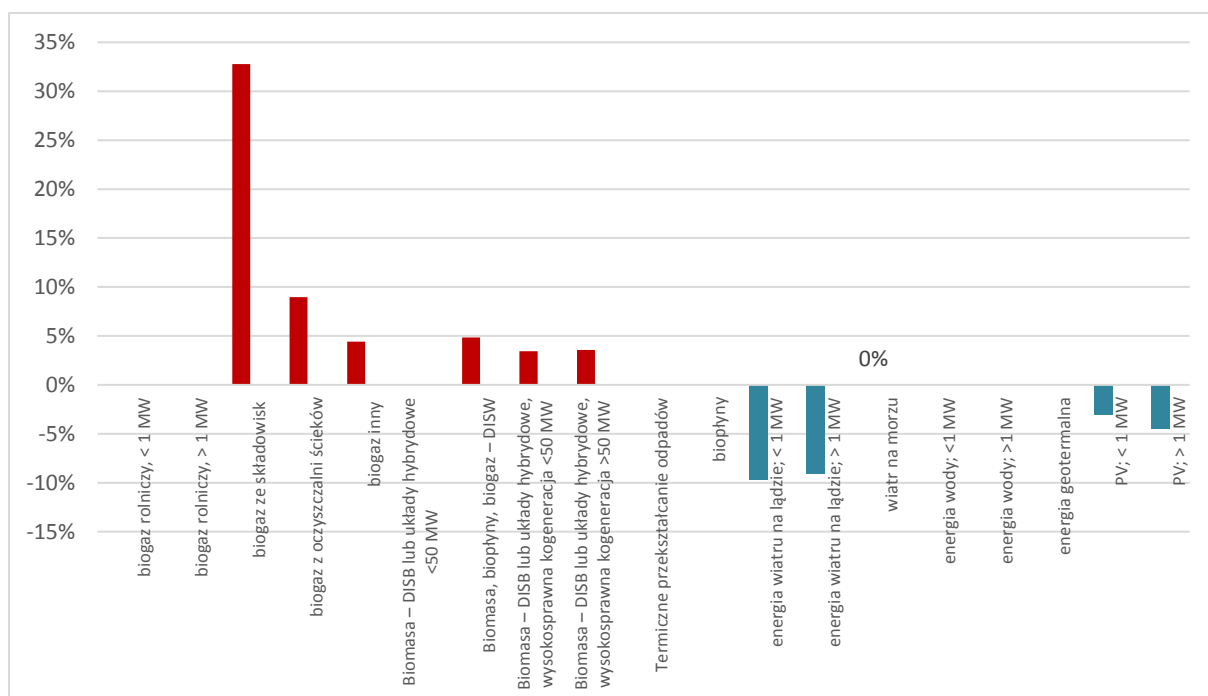
Uwagi Instytutu Energetyki Odnawialnej do projektu rozporządzenia Ministerstwa Energii w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2017 r. wraz z wynikami ankiety wśród firm branży OZE nt. systemu aukcyjnego

Perspektywa zgłaszającego uwagi, podejście metodyczne i źródła danych

Konsultacje rozporządzenia przygotowywanego przez Ministerstwo Energii w kwestiach dotyczących cen referencyjnych na energię z OZE stwarzają okazję zarówno do oceny wysokości proponowanych cen referencyjnych jak i szerszego kontekstu ich stanowienia i wpływu na system aukcyjnego na rynek OZE. Zgodnie z delegacją ustawową Minister Energii określa ceny referencyjne i okres ich obowiązywania w drodze rozporządzenia, nie później niż w terminie 60 dni przed dniem przeprowadzenia pierwszej w danym roku aukcji. Będą zatem obowiązywały przez cały bieżący rok, zarówno w przypadku zapowiadanej „dogrywki” do aukcji pilotażowej z 30 grudnia (na która wolumeny aukcyjne nie są jeszcze ogłoszone, ale mowa jest o „kilkuset megawatach” w małych źródłach) jak i tzw. „dużej aukcji” dla dużych źródeł (w tym współspalania biomasy z węglem w dedykowanych instalacjach spalania wielopaliwowego) o wartości kilkunastu miliardów złotych określonej już formalnie w listopadzie ub. roku przez Ministerstwo Energii w projekcie rozporządzenia Rady Ministrów. Rozporządzenie o cenach referencyjnych ma też związek z projektami innych rozporządzeń z listopada '2016, a w szczególności z rozporządzeń Ministra Środowiska sprawie szczegółowych drewna energetycznego oraz Ministra Energii w minimalnego udziału biomasy lokalnej w łącznej masie biomasy spalanej w instalacjach OZE.

Z tych też powodów opinia IEO dotyczy zarówno bezpośrednio samej treści projektowanego rozporządzenia o cenach (wysokość cen referencyjnych to perspektywa bezpośrednich uczestników rynku, inwestorów, deweloperów i dostawców rozwiązań) jak i szerszego kontekstu wynikającego z łącznego rozpatrywania przepisów ustawy o OZE i większego pakietu projektów rozporządzeń oraz przyjętych założeń i metodyki określania cen (domena IEO). W tym celu, także po uwzględnieniu, że znane są bieżące wyniki (rozstrzygnięcie) pierwszej aukcji pilotażowej '2016, z których już można wyciągnąć wnioski, IEO zwrócił się do przedstawicieli branży OZE (zaproszenie na stronach ieo.pl oraz za pośrednictwem portali cire.pl i gramwzielone.pl i nowa-energia.com.pl) z prośbą o wypełnienie [ankiety o systemie aukcyjnym i projekcie rozporządzenia](#). Dzięki temu powstała synteza aktualnej opinii i odczuć zainteresowanych przedstawicieli branży o systemie aukcyjnym i cenach referencyjnych. Wyniki ankiety wypełnionej przez 52 firm posłużyły do postawienia tezy, ale przede wszystkim do weryfikacji niektórych z wyników analiz IEO w sprawie opiniowania projektu rozporządzenia.

Punktem wyjścia do oceny wysokości cen referencyjnych dla branży OZE jest ich odniesienie do cen referencyjnych dotychczas obowiązujących (rozporządzenie Ministra Energii z października 2016 roku). Technologie OZE, dla których Ministerstwo Energii proponuje w rozporządzeniu podniesienie cen referencyjnych w stosunku do poziomu cen występującego w aukcji przeprowadzonej w 2016 r. (oznaczone kolorem czerwonym na rys 1. - po lewej stronie wykresu) to: 1) wytwarzanie biogazu ze źródeł komunalnych (składowiska odpadów i oczyszczalnie ścieków), 2) współspalanie biomasy w elektrowniach konwencjonalnych oraz 3) instalacji hybrydowych.



Rys. 1 Zmiany procentowe cen referencyjnych zaproponowanych przez Ministerstwo Energii w projekcie rozporządzenia wobec dotychczasowego poziomu cen

Proporcjonalnie największy wzrost ceny referencyjnej odnotowano w przypadku instalacji biogazowych na składowiskach (33%) i przy oczyszczalniach (9%) oraz w przypadku instalacji hybrydowych (6-57%). Zaskakujące jest znaczące podniesienie i tak już nadmiernie wysokiej ceny referencyjnej dla instalacji współspalania biomasy z węglem (wytwarzania energii elektrycznej z biomasy w dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego)¹. W większości ww. przypadków zmiany są nieuzasadnione stanem faktycznym lub wynikają z nieodpowiednich założeń lub metodyki. Poniżej odniesiono się do najbardziej wyrazistych przeszacowań kosztów wraz z próbą analizy ich przyczyn. Wynikają one przede wszystkim z przyjęcia niewłaściwych założeń przy obliczeniu cen referencyjnych, w tym:

- sposobu uwzględnienia cen ciepła (produktu ubocznego wytwarzania energii elektrycznej z OZE w systemie aukcyjnym),
- nieadekwatnej wysokości nakładów inwestycyjnych (w kilku przypadkach rażąco zawyżonych)
- braku założeń i analizy wpływu przepisów ustawy o OZE i projektów rozporządzeń na dostępność i ceny drewna energetycznego i biomasy lokalnej
- nieuwzględniania w analizach ekonomicznych cen uprawnień do emisji CO₂
- nieuwzględniania praktyki rynkowej i możliwych zachowań inwestorów przy tworzeniu instalacji hybrydowych w oparciu o przepisy ustawy o OZE.

¹ Ten problem był sygnalizowany przez IEO wcześniej - w opinii w sprawę projektu rozporządzenia „wolumenowego”. URL: <http://ieo.pl/pl/aktualnosci/1138-wnosimy-o-wydłużenie-5-dniowego-zbyt-krotkiego-terminu-konsultacji-i-poddanie-konsultacjom-obydwu-projektow-rozporzadzen-dot-wolumenu-energii-z-oze-zamawianych-w-aukcji-w-2017-r-oraz-cen-referencyjnych-wraz-ze-spojna-ocena-lacznych-skutkow-regulacji>

Uwagi szczegółowe

Poniższe uwagi szczegółowe dotyczą tylko wybranych, najbardziej kontrowersyjnych kwestii ustalania kosztów (przyjętych przez autorów projektów rozporządzenia metodyk i założeń), które w sposób najbardziej znaczący, generalnie wpływają na błędy w wyznaczaniu wysokości cen referencyjnych na energię elektryczną z OZE i mogą systemowo wpływać zarówno na konkurencję i przejrzystość rynku OZE (możliwość nadużyć) jak i skalę kosztów do przeniesienia w opłacie OZE (w rachunkach za prąd).

Błędne założenia dotyczące ceny ciepła w ocenie wysokości cen referencyjnych dla energii elektrycznej

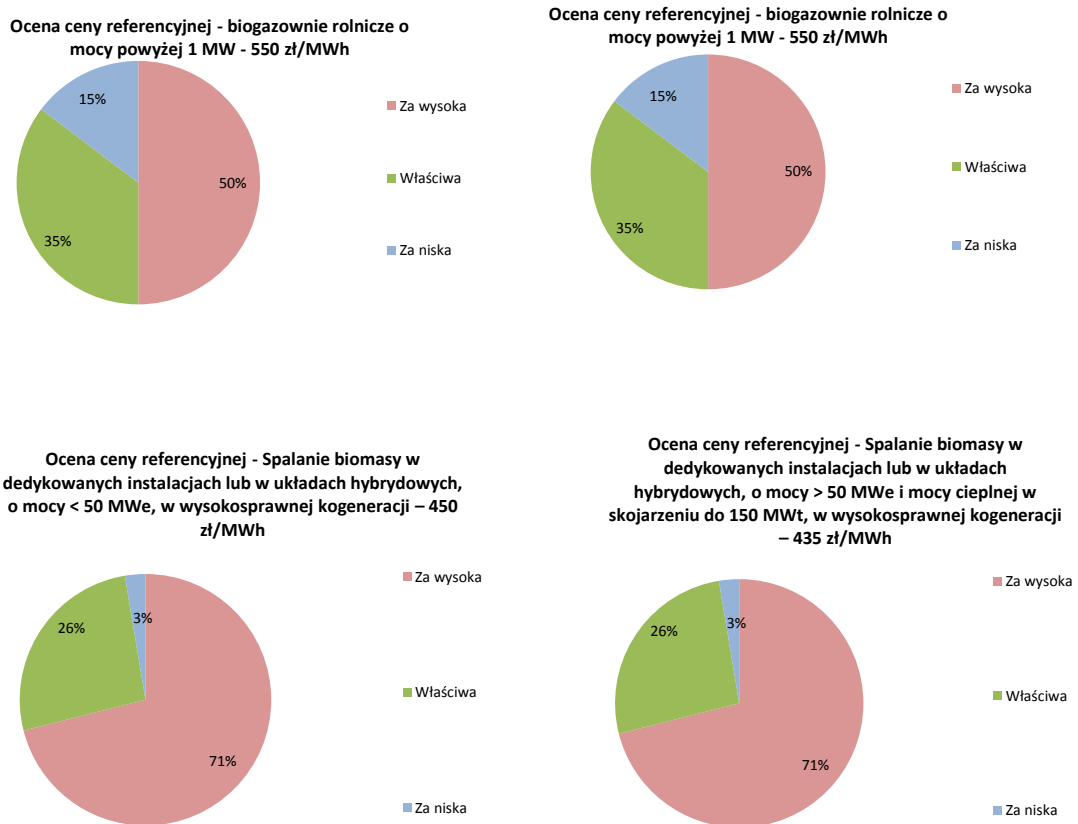
Autorzy projektu rozporządzenia stwierdzili (w OSR), że przyjęli różne ceny sprzedaży ciepła w przypadku instalacji wytwarzających biogaz rolniczy oraz instalacji CHP wykorzystujących biomasę. Stało się to uzasadnieniem do podwyższenia cen referencyjnych dla źródeł z lokalną produkcją ciepła. Zdaniem autorów projektu, wynika z częściowo faktu, iż w przypadku jednostek CHP na biomasę ciepło jest głównym produktem, a jednostki tego typu wytwarzają ciepło głównie na potrzeby sieci ciepłowniczych, co oznacza, że mają zapewniony stały jego odbiór. Z kolei w przypadku biogazowni rolniczych, które lokalizowane są na terenach wiejskich, ilość odbiorców ciepła jest mocno ograniczona, co zdaniem autorów projektu rozporządzenia - powoduje, iż „*podmioty posiadające tego typu instalacje decydują się na sprzedaż ciepła po dużo niższych cenach po to, aby znaleźć odbiorcę*”. Dodają że „*w wielu przypadkach konieczne są dodatkowe inwestycje w sieć ciepłowniczą, której koszt jest na tyle wysoki, że wysokie ceny sprzedaży ciepła powodowałyby brak zachęty do jej budowy, a tym samym odbioru ciepła*”. Jednocześnie jednak zaproponowali aby cenna ciepła z instalacji CHP została ...**podniesiona** z poziomu dotychczasowego 15 zł/MWh aż do 120 zł/MWh, a w przypadku biogazowni do 70 zł/MWh. Trudno zrozumieć tę konstrukcję logiczną.

Wydaje się to być błędnym podejściem. Po pierwsze żaden odbiorca ciepła, a już z pewnością biedniejszy odbiorca na obszarach wiejskich, po tak wysokiej cenie (70-120 zł/MWh, czyli 250-430 zł/GJ) ciepła nie zakupi. Średnie cena wg URE to w 2015 rok to 57 zł/GJ, a najdroższa notowana to 91 zł/GJ; w małych spółdzielniach, też na obszarach wiejskich cena ciepła nie przekracza 52 zł/GJ (czyli są niższe niż w komercyjnych systemach ciepłowniczych w dużych miastach, bo tam sektor prywatny lokuje swoje zasoby wytwórcze). Przyjęte wysokości cen są zatem nierealne i nieuzasadnione.

Ale gdyby nawet przyjąć że ceny sprzedaży ciepła sieciowego w przypadku ciepła z biomasy na obszarach wiejskich będą aż tak wysokie, to efekt wpływu tego założenia na ceny referencyjne powinien być odwrotny od sugerowanego przez autorów projektu: **sprzedaż ciepła stanowi przychód, który (wraz ze wzrostem ceny ciepła) powinien obniżyć, a nie podwyższyć wysokość ceny referencyjnej na energię elektryczną z OZE**, tak jak wskazują autorzy rozporządzenia.

A jeżeli jednak można byłoby przyznać rację argumentacji autorów projektu co do założeń, to zaproponowane ceny referencyjne dla biogazu rolniczego, biomasy CHP, ale też spalarni odpadów (dwie ostatnie technologie są lokalizowane zazwyczaj w obszarach miast, a nie na wsi) powinny być obniżone o 50-100 zł/MWh. Różnice są na tyle duże, że kwestie te i założenia powinny być szczegółowo wyjaśnione i uzasadnione w OSR.

Powyższe analizy potwierdzają wyniki badania ankietowych. Ankietowane przedsiębiorstwa OZE (ok. 25% z nich działają w sektorze biogazu lub są związane z tą branżą) stwierdziły w większości (39-50% odpowiedzi), że ceny referencyjne dla biogazu rolniczego są zbyt wysokie. W przypadku układów kogeneracyjnych na biomasę aż po 71% respondentów uznało ceny referencyjne za nadmiernie wysokie, co zilustrowano na wykresie poniżej. Te właśnie rodzaje OZE miały przyjęte do kalkulacji kilkukrotnie zawyżone ceny ciepła. Jednocześnie trzeba podkreślić, że w przypadku biogazu ze składowisk odpadów (ta branża składała wcześniej uwagi do IEO, jako autora analiz ekonomicznych z 2013 roku), biogazu z oczyszczalni ścieków i tzw. „innego” (nawet nie dochodząc o co w tym przypadku ustawodawcy chodzi) ankietowane przedsiębiorstwa uznały w większości (56-58% odpowiedzi) propozycje cen referencyjnych za właściwe.



Rys. 2. Odpowiedzi ankietowanych firm w sprawie nadmiernej wysokości zaproponowanych w projekcie rozporządzenia cen referencyjnych dla źródeł o podwyższonej cenie sprzedaży ciepła. Źródło: IEO

Rekomendacja 1: Konieczność zmian w metodyce uwzględniania kosztów ciepła oraz przyjmowanych wysokości cen ciepła z systemów kogeneracyjnych w kalkulacji kosztów energii elektrycznej i wyznaczaniu cen referencyjnych.

Kontrowersyjne założenia dotyczące wysokości nakładów inwestycyjnych i kosztów paliw i ich wpływ wysokości cen referencyjnych dla energii elektrycznej

W założeniach do wyliczenia ceny referencyjnej zwraca uwagę głównie podniesienie poziomu nakładów inwestycyjnych (CAPEX) dla źródeł biomasowych, czemu towarzyszyły zmiany wolumenów produkowanej i sprzedawanej energii elektrycznej z jednostki mocy zainstalowanej w niektórych typach instalacji (obniżenie dla OZE opartych na paliwach z biomasy i zwiększenie dla energetyki wiatrowej). Ministerstwo Energii przyjęło drastycznie wysoki (poziom nakładów inwestycyjnych przy współspalaniu dedykowanym, zwiększając aż o 33% wysokości nakładów przyjęte dla pierwszej aukcji w 2016 roku, podnosząc ich wysokość do - 6 mln zł/MW (wobec poprzedniej wartości 4,5 mln zł). W ten sposób niemalże zrównano pod względem wysokości CAPEX-u (liczonego na MW mocy) koszt dobudowania ciągu podającego biomasę do współspalania w istniejącej elektrowni węglowej z pełnym kosztem budowy i przyłączenia do sieci nowej farmy wiatrowej oraz uczyniono go o 1/ droższym niż koszt budowy farmy fotowoltaicznej.

Według danych IEO oraz źródeł międzynarodowych nakłady inwestycyjne na dostosowanie kotłów energetycznych do współspalania dedykowanego są o ponad rząd wielkości niższe od zaproponowanych w rozporządzeniu. Warto też zauważyć, że wg danych URE (prezentowanych w 2015 roku w Sejmie RP) zdecydowana większość istniejących bloków energetycznych współpalających węgiel z biomasą w Polsce została już dostosowana do współspalania dedykowanego, a to oznacza, że mogą przystąpić do aukcji na nowe dostawy energii bez ponoszenia dodatkowych nakładów inwestycyjnych.

Nieznane są założenia dotyczące kosztów pozyskania i cen biomasy, zwłaszcza, że obecne (ustawa o OZE) i planowane (rozporządzenia wykonawcze) regulacje krajowe i unijne przepisy (kwestie zrównoważoności biomasy w „Pakiecie zimowym”) będą silnie oddziaływać na rynek biomasy energetycznej, zarówno do produkcji ciepła jak i energii elektrycznej. Cena biomasy i jej dostępność oraz przewidywalność warunków dostaw w perspektywie 15-20 lat ma podobne znaczenie jak ceny uprawnień do emisji CO₂ (o czym dalej) i silnie wpłynie na koszty operacyjne (tzw. OPEX). Biorąc pod uwagę dotychczasowe zmiany prawne wprowadzone ustawą o OZE koszty zaopatrzenia dużych jednostek dedykowanego spalania w biomasę powinny spaść

Koszty operacyjne przyjęte przez ME (1,5 mln/MW na rok) wydają się zawyżone, w szczególności dlatego, że nowelizacja ustawy o OZE zniósł obowiązek dodawania do współspalania biomasy pochodzenia rolniczego (tzw. biomasy „agro”) - średnia cena z 2015 roku to ok. 40 zł/GJ była ponad dwukrotnie droższa od drewna energetycznego (ok. 20 zł/GJ). W tym sensie, odejście od biomasy *strice agro* w kierunku drewna energetycznego powinno obniżyć koszty paliwa. Wobec braku rozporządzeń (lub zmian ustawowych) o definicji drewna energetycznego, o udziale biomasy lokalnej w łącznej masie biomasy spalanej (są znane tylko wstępne projekty tych regulacji) oraz kwalifikowalności biomasy pochodzenia rolniczego trudno wyrokować o rzeczywistym skumulowanym wpływie regulacji na ceny referencyjne.

Rekomendacja 2: Przyjęta wysokość CAPEX dla technologii dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego (współspalania) jest wielokrotnie za wysoka i zdecydowanie wymaga weryfikacji.

Rekomendacja 3: Rozporządzenia dotyczące drewna energetycznego, biomasy lokalnej powinny być wydane wcześniej zanim ogłoszone zostaną ceny referencyjne i zanim ogłoszona zostanie aukcja.

Nieuwzględnianie w analizach ekonomicznych dotyczących współspalania cen uprawnień do emisji CO₂

Błędem skutkującym bezpośrednio na wyniki obliczeń konsultowanego obecnie rozporządzenia, który w sposób najbardziej znaczący może prowadzić do zaburzenia konkurencji wydaje się być nie uwzględnienie w analizie poprowadzonej z punktu widzenia inwestora (perspektywa wyznaczania cen referencyjnych) opłat za emisje CO₂ w przypadku dużych instalacji współspalania biomasowych. Ich poziom jest znaczący nawet przy założeniu, że przez 15 lat średnia cena uprawnień wynosiłaby 10 Eur/t CO₂, ale wobec propozycji zawartych w „Pakiecie zimowym” i dotychczasowych propozycji Komisji ENVI w Parlamencie Europejskim (zmniejszenie w systemie ETS corocznej ilości uprawnień do emisji z 2,2% do 2,4% i ogólne skasowanie 800 mln uprawnień w ciągu 4 lat, co będzie miało wpływ na ceny itp.), przyjęcie ceny 20 Eur/t CO₂ byłoby bardziej uzasadnione. Przyjęcie tych założeń obniża – w stosunku do zaproponowanych w rozporządzeniu - koszty eksploatacyjne na każdy MW mocy o 570 tys. zł/rok, a na każdą MWh o 73 zł/MWh .

Rekomendacja 4: Cena referencyjna wskazana w rozporządzeniu w przypadku instalacji współspalania biomasy powinna być obniżona o 73 zł/MWh.

Biorąc pod uwagę kumulację wyżej wykazanych źródeł zawyżania ceny referencyjnej dla technologii współspalania: zawyżony CAPEX, zawyżony OPEX netto (ceny biomasy i nie uwzględnienie po stronie przychodów korzyści z redukcji emisji CO₂) powstaje też ryzyko poważnego zaburzenia konkurencji w pierwszym koszyku aukcyjnym (wszystkie duże źródła o współczynniku wykorzystania mocy powyżej 3504 godzin/rok) oraz po stronie inwestorów. Jest to też źródło ryzyka dla elektrowni zamierzających przystąpić (powrócić) do współspalania w systemie aukcyjnych z uwagi na wysokie prawdopodobieństwo nie uznania przez Komisję Europejską w procesie notyfikacji wysokości ceny referencyjnej i metodyki liczenia kosztów dla współspalania.

Powyższe analizy potwierdzają wyniki przeprowadzonych przez IEO badań ankietowych. Ponad 70% ankietowanych uznało, że zaproponowana wysokość cen referencyjnych dla technologii wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę spalaną w dedykowanych instalacjach spalania wielopaliwowego – jest za wysoka.

Nieuwzględniania praktyki rynkowej i możliwych zachowań inwestorów przy tworzeniu instalacji hybrydowych w oparciu o przepisy ustawy o OZE

W projekcie znalazła się dość dyskusyjna propozycja sposobu ustalania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowych, która obliczona zgodnie z uzasadnieniem Ministerstwa Energii, jako średnia ważona z cen dla instalacji biogazu (40%), wiatrowych (30%), energii wodnej (10%) i słonecznej (20%), co daje dla instalacji o mocy poniżej 1 MW – 470 zł/MWh (wzrost w stosunku do ceny z 2016 roku o 57%) , zaś dla instalacji większych niż 1MW – 405 zł/MWh. Taka konstrukcja obliczania ceny, niezależnie od faktycznego rodzaju instalacji (których w praktyce miałyby dotyczyć) powoduje brak interesu ekonomicznego dla wścieli projektów OZE mających wyższe ceny referencyjne, co będzie się przekładać na niższą lub znikomą konkurencję ofert. Wtedy można mówić o wsparciu pozornym lub ew. pojedynczych zyskach nadzwyczajnych.

W praktyce koszt produkcji energii w instalacji hybrydowej, będącej połączeniem dwu lub więcej źródeł OZE, których nakłady będą tylko nieznacznie niższe niż w przypadku realizacji pojedynczych instalacji

(z uwagi na nie sumowanie się w całości pewnych kosztów, np. koszt przyłączenia do sieci), ale przy jednocześnie wyższych kosztach eksploatacyjnych związanych z bardziej zaawansowanym sterowaniem i kosztach transakcyjnych oraz biurokratycznych, może przewyższać i w praktyce przewyższy koszt wytwarzania nawet w najdroższej technologii wchodzącej w skład tej instalacji. Można zatem uznać, że jest to ryzyko i zmartwienie inwestorów szukających rozwiązań w preferowanym przez rząd, ale jeszcze niedopracowanym rozwiązaniu legislacyjnych (klastry).

Problem staje się jednak znacznie poważniejszy, jeżeli uwzględnić realia rynkowe i błędną definicję instalacji hybrydowej w ustawie o OZE. Definicja instalacji hybrydowej pozwala np. na kombinację technologiczną w skład której wejdzie 200 MW instalacji współspalania biomasy (cena referencyjna 325 zł/MWh) i 1 kW systemu fotowoltaicznego (cena referencyjna 450 zł/MWh). W efekcie sprzedaż energii (w zasadzie ze współspalania) średnio po cenie bliskiej referencyjnej, czyli 405 zł/MWh. Koszt po stronie odbiorcy energii wtedy rośnie, ale system energetyczny, ani gospodarka nie miałyby tego tytułu praktycznie żadnych korzyści. Tego typu możliwość też skutecznie zniechęci do startowania w aukcjach realnych spółdzielni energetycznych, których projekty wymagają znacznie większych nakładów na przystąpienie do aukcji, a byłiby zmuszeni konkurować z „pozornymi klastrami”. Wadliwość zapisów ustawowych powoduje, że nie można odpowiedzialnie (bez ryzyka poważnych nadużyć) ustalić ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej².

Rekomendacja 5: Obecnie nie można odpowiedzialnie ustalić ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej. Ogłoszenie aukcji z cenami referencyjnymi dla instalacji hybrydowej grozi nadużyciami. Na potrzeby systemu aukcyjnego (w przypadku wsparcia dotacjami możliwe jest sformułowanie bardziej precyzyjnych kryteriów) konieczne są uprzednie zmiany ustawowe w definicji instalacji hybrydowej w ustawie o OZE.

Inne uwagi

Projekt rozporządzenia, przy podwyższaniu cen dla technologii opartych na energetycznych wykorzystaniu biomasy przewiduje dalsze obniżenie cen referencyjnych dla elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych. Może to potwierdzać światowe trendy kosztów energetyki odnawialnej (koszty energii z technologii opartych na biomase rosną, przez co spada ich konkretność, a technologii pogodowo-zależnych spadają). W projekcie rozporządzenia te różnice wydają się być jednak nadmierne. Dla źródeł o mniejszej stabilności produkcji (łatwiej jednak dostępności dla mniejszych i niezależnych wytwórców energii), przewidziano dość istotne ograniczenie ceny referencyjnej - dla dużej energetyki wiatrowej nawet o 10%, a w przypadku fotowoltaiki o 4%.

W te ostatnie źródła mogliby skutecznie zainwestować zwłaszcza mniejsze przedsiębiorstwa konsumujące znaczne ilości energii, które mogłyby stać się jej niezależnymi wytwórcami odciążając i decentralizując system energetyczny, a jednocześnie podnosząc jego bezpieczeństwo. Ich rola w systemie energetycznym byłaby tym istotniejsza, że przyrost instalacji fotowoltaicznych pozwalałby

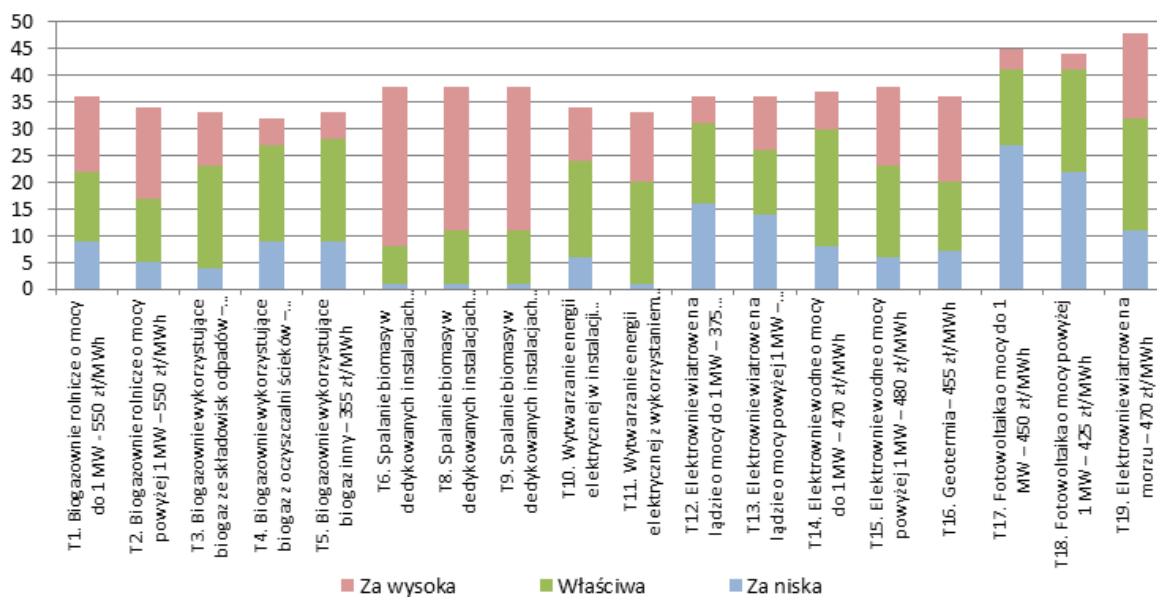
² definicja wg UOZE: *hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – zespół co najmniej dwóch instalacji odnawialnych źródeł energii, wykorzystujących wyłącznie odnawialne źródła energii, różniących się charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii i tworzących w wyniku połączenia spójny funkcjonalnie i obszarowo zestaw zapewniający odbiorcy stały dostęp do energii elektrycznej stosownie do wymagań jakościowych określonych w przepisach prawa energetycznego; taki zespół instalacji może być też wspomagany magazynem energii wytworzonej z tego zespołu i wówczas oddawana z niego energia elektryczna jest traktowana jako energia z odnawialnego źródła energii*

zrównoważyć deficyt mocy w szczycie letnim, równoważąc występujący w tym okresie niedobór produkcji energii w elektrowniach wodnych i wiatrowych. Pierwsza „testowa” aukcja OZE z 2016 roku przeprowadzona dla koszyka obejmującego tzw. „inne technologie” pokazała, że inwestorzy chcący uzyskać wsparcie w ramach nowego systemu aby przebić ofertę konkurencji, niejednokrotnie zmuszeni byli do zgłaszania cen zbliżonych do poziomu kosztu produkcji energii dla danych technologii (LCOE), co stawiało już na wstępie realizowaną inwestycję na granicy opłacalności. Tracić na tym może przede wszystkim jakość wykonania instalacji, związana ze zjawiskiem *underbiddingu*, czyli ze zgłaszaniem do aukcji cen energii poniżej kosztów realizacji projektu. Część inflacji nie zostanie zrealizowana i nie wniesie wkładu ani w realizację polskich zobowiązań w zakresie OZE w 2020 roku, ani nie wpłynie na obniżenie wysokości wymaganej rezerwy mocy w szczycie letnim. W następstwie, mimo poniesienia przez inwestorów kosztów rozwoju projektu, koniecznych do zgłoszenia instalacji do aukcji, co wymaga średnio 3-8% nakładów inwestycyjnych, część podjętych inwestycji może nie zostać zrealizowana (co dla inwestorów niesie starty i może pociągać wysokie kary finansowe).

Wg analiz IEO, przy restrykcyjnych wymogach i ryzykach systemu aukcyjnego średnie koszy energii z systemów fotowoltaicznych mniejszych niż 1 MW (mediana 500 kW) powinny być wyższe niż 450 zł/MWh i pozostać co najmniej na poziomie aukcji grudniowej z ceną 465 zł/MWh. Nie zaszło nic takiego na rynku i w rozwoju technologii co upoważniałoby do obniżenia cen referencyjnych na fotowoltaikę o mocy do 1 MW, tym bardziej że mowa jest o tzw. „dogrywce” (czyli na tych samych zasadach). Ponadto, warto zwrócić uwagę, że pomimo przeszkód wiele projektów fotowoltaicznych i trochę wiatrowych, choć nie mają swojego koszyka aukcyjnego przystąpiło do aukcji testowej, co potwierdza silną konkurencję w tym sektorze i potencjał do obniżania cen w trakcie aukcji w 2017 roku.

Rekomendacja 6: Podniesienie ceny referencyjnej dla systemów fotowoltaicznych o mocy do 1 MW do poziomu z aukcji grudniowej tj. 465 zł/MWh.

Przedstawione rekomendacje 1-6 są co do zasady zgodne z wynikami ankiety przeprowadzonej w dniach 26-30.01.2016 wśród przedsiębiorstw branży OZE. Podsumowanie wyników ankiety tylko w odniesieniu do oceny wysokości cen referencyjnych zaprezentowano na wykresie – rys.3



Pełne wyniki badań ankietowych są dostępne na stronie internetowej IEO <http://ieo.pl/pl/aktualnosci>