



29 listopada 2013 r.

Stanowisko
Polskiej Izby Gospodarczej Energii Odnawialnej
do projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii opublikowanej w dniu 13 listopada 2013 r.

W opinii PIGEO projekt ustawy wymaga daleko idących zmian, a w szczególności musi, poprzez szczegółowe rozwiązania regulacyjne, zapewnić kluczowe elementy dla zrównoważonego rozwoju źródeł rozproszonych oparte o poniższe uwagi:

- Projekt ustawy narusza prawa nabyte proponując pogorszenie warunków funkcjonowania obiektów już realizowanych lub będących w toku realizacji. Zarzuty dotyczą w szczególności:
 - Ograniczenia do 15 lat (art. 41) stosowania bardzo dobrze dotychczas funkcjonującej zasady gwarancji odbioru i zakupu energii wytworzonej w odnawialnych źródłach. Ceny energii możliwe do pozyskania na rynku po 15 latach funkcjonowania, przy proponowanej regulacji będą znacznie niższe od średnich cen rynkowych i wytwórcy, szczególnie z mniejszych źródeł, nie będą w stanie konkurować z energetyką konwencjonalną w zakresie wprowadzania energii do sieci. Taka propozycja jest niezgodna z przyjętym przez Radę Ministrów Krajowym Planem Działania OZE gdzie zapewniono, że sprzedaż odbywać się będzie „*po cenach, co najmniej równych średnim cenom energii konwencjonalnej rynku konkurencyjnego w poprzednim roku kalendarzowym*”. Ponadto jest niezgodna z pkt. 64 Dyrektywy 2009/28/WE, który nakazuje wzmocnić (a nie osłabić) ramy dla włączenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii do sieci. **Izba wnosi o utrzymanie obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach odnawialnych w obiektach funkcjonujących i będących w fazie realizacji (także budowanych po wejściu w życie nowej ustawy) przez całą żywotność instalacji na zasadach obowiązujących w Prawie energetycznym.**
 - Nałożenia obowiązku sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych tylko do sprzedawcy zobowiązanego (art. 40) . Nie ma żadnego uzasadnienia systemowego, ani ekonomicznego dla ograniczania możliwości sprzedaży energii wytworzonej ze źródeł odnawialnych inaczej niż poprzez kontrakt ze sprzedawcą zobowiązanym. Projektodawcy ewidentnie przeceniają możliwość pozyskania nadmiernych (nieuzasadnionych) dodatkowych dochodów przez wytwórców z sektora OZE, sugerując publicznie, że mogliby oni jednocześnie korzystać z gwarancji zakupu w okresach niskich cen energii (np. w „dolinie” nocnej) i sprzedawać energię po wyższych cenach na giełdzie w okresach wzmożonego popytu, jako uczestnicy rynku bilansującego. W praktyce takie działanie byłoby bardzo trudne, a wręcz niewykonalne z technicznego punktu widzenia, zwłaszcza dla tych wytwórców, którzy wprowadzają energię do sieci na poziomie spółek dystrybucyjnych (tacy wytwórcy nie są widoczni na rynku bilansującym). Wytwórcy przyłączeni bezpośrednio do systemu przesyłowego mieliby w tym zakresie pewne możliwości, ale ukształtowała się już praktyka w formie odpowiednich zapisów umów handlowych, która wyklucza takie działanie. **Izba wnosi o utrzymanie zasad obowiązujących w tym zakresie w Prawie energetycznym, które polegają na gwarancji zakupu oferowanej (a nie wyprodukowanej energii, co dodatkowo powoduje, że na własne potrzeby funkcjonowania np. biogazowni konieczny byłby zakup energii „z sieci”) do sprzedaży energii sprzedawcy z urzędu/sprzedawcy zobowiązanemu. Należy utrzymać możliwość sprzedaży energii innemu sprzedawcy/spółce obrotu energią elektryczną.**
 - Zakazu sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej z OZE w danym roku w cenie wyższej niż 105% wartości średniej ceny energii z roku poprzedniego pod rygorem pozbawienia możliwości uzyskania za taką energię świadectwa pochodzenia (art. 44 i 45). Rzekomy



„priorytet” polegający na możliwości zwiększenia ceny sprzedaży o 5% pozostaje w całkowitej sprzeczności z przepisem obligującym wytwórcę do sprzedaży energii do sprzedawcy zobowiązanego po cenie ściśle określonej na poziomie równym 100% średniej ceny energii hurtowej w roku poprzednim. Jest to ewidentnie regulacja dedykowana spółkom ze skonsolidowanej grupy kapitałowej Skarbu Państwa umożliwiającą sprzedaż energii wewnątrz grupy w cenie wymaganej przepisami proponowanymi i jednocześnie ograniczenie sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorców z sektora prywatnego. Pozbawienie certyfikatów dotyczy także wytwórców, którzy sprzedają energię elektryczną bezpośrednio do odbiorców końcowych (np. z pominięciem KSE). Ogranicza to swobodę działalności gospodarczej, gdyż czyni sprzedaż energii elektrycznej z OZE bezpośrednio do odbiorcy końcowego całkowicie nieopłacalną. Taka sprzedaż w oparciu o propozycję resortu gospodarki już nie zafunkcjonuje, nawet gdyby ustalić możliwość zwiększenia ceny do np. 115% zamiast 105%. Podniesienie ceny przez wytwórcę musiałyby skompensować nie tylko przychody z utraconych zielonych certyfikatów, ale także koszty zakupu i umorzenia certyfikatów zielonych i dodatkowo kogeneracyjnych (względnie wniesienia opłaty zastępczej) dla spełnienia obowiązków przewidzianych na sprzedawcach energii do odbiorców końcowych! Proponowana zmiana jest, więc niczym innym, jak zamianą obowiązującego PRZYWILEJU na OBOWIĄZEK, pod groźbą KARY, pozostającą w sprzeczności z zasadami swobody prowadzenia działalności gospodarczej. Wejście w życie takiego przepisu nie tylko hamowałoby rozwój konkurencyjnego rynku energii elektrycznej poprzez rosnący udział energii ze źródeł odnawialnych, ale także prowadziłoby do konieczności zerwania wielu podpisanych już umów na sprzedaż energii elektrycznej (i certyfikatów) z obiektów OZE oddanych do użytkowania przed wejściem nowej ustawy ze wszelkimi tego negatywnymi konsekwencjami dla inwestorów OZE. Może być też taka sytuacja, w której spółki obrotu nie będą zainteresowane zmianą treści umowy z wytwórcą OZE, w której cena w danym roku w oparciu o przyjęty wskaźnik wzrostu przekroczy 105% ceny hurtowej z roku poprzedniego i spowoduje celową niemoc wytwórcy w możliwości sprostanu oczekiwaniom projektodawcy ustawy w stosunku do ceny z konsekwencją utraty prawa do certyfikatów zielonych. Grozi to licznymi sprawami sądowymi ze Skarbem Państwa o odszkodowania. Warto zaznaczyć jednocześnie, że cena średnia z roku poprzedniego znana jest wszystkim podmiotom w danym roku dopiero (do) 31 marca po jej opublikowaniu przez Prezesa URE. Żaden wytwórca nie jest w stanie przewidzieć, po jakiej cenie może energię sprzedać w tym okresie, aby uchronić przedsięwzięcie przed utratą certyfikatów. Proponowany przepis ogranicza także szansę znaczącej redukcji strat na transformacji i dystrybucji/przesyłu energii elektrycznej, która mogłaby być sprzedawana bezpośrednio odbiorcom końcowym i jednocześnie wyklucza możliwość rozwoju magazynów energii, które mogłyby wykorzystane zostać do bilansowania energii w systemie. Z oczywistych względów magazyny takie nie powstaną przy ograniczeniu ceny sprzedaży energii elektrycznej. **Izba wnosi o utrzymanie dotychczas obowiązującej i sprawdzającej się w praktyce zasady, że gwarantowana jest minimalna cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę zobowiązanego bez utraty prawa do świadectwa pochodzenia sprzedawanej dowolnej spółce obrotu energią lub dowolnemu odbiorcy końcowego w dowolnie ustalonej cenie między stronami.**

- Błędnego wskazania daty, od której nalicza się okres obowiązywania wsparcia (gwarancja wydawania świadectw pochodzenia) dla niektórych przedsięwzięć od dnia wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej zamiast od dnia wytworzenia energii elektrycznej, za które przysługiwało świadectwo pochodzenia (przykład dla świadectwa pochodzenia art. 44 ust. 2) Przepisy dla obowiązku zakupu energii elektrycznej np. określone w art. 41 ust. 3, art. 41 ust. 4, art. 42 ust. 3, art. 42 ust. 4 oraz) należy utrzymać zgodnie z poprzednią uwagą przez całą żywotność instalacji. Jest to brak konsekwencji stosowanej, dla przykładu, w art. 93 ust. 1. Nie ulega wątpliwości, że gdyby takie ograniczenie było wprowadzane przez projektodawcę celowo, byłoby znaczącym i niczym nieusprawiedliwionym pogorszeniem



warunków działania dla obiektów uruchomionych przed 1 października 2005 r. Można to traktować, jako celową dyskryminację pionierów, w szczególności tych, którzy pod koniec ubiegłego i na początku obecnego tysiąclecia tworzyli w Polsce małe elektrownie wodne, pierwsze biogazownie składowiskowe i biogazownie rolnicze, w tym utylizujące gnojowicę, a także kilka elektrowni na biomasę i elektrowni wiatrowych. Dla przypomnienia dodamy w tym punkcie, że wytwórcom, którzy zrealizowali inwestycje w energetyce odnawialnej rozproszonej i weszli do systemu świadectw pochodzenia cenę sprzedaży energii wytwarzanej zamieniono z detalicznej uwzględniającej opłaty przesyłowe na cenę energii hurtowej. **Izba wnosi o zapewnienie równych warunków w zakresie dostępu do pomocy publicznej i wprowadzenie konsekwencji polegającej na naliczaniu okresu wsparcia od dnia wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej, za którą przysługiwało świadectwo pochodzenia. Będzie to także wypełnienie zapewnień o takiej intencji regulacji złożonej przez przedstawicieli Ministerstwa Gospodarki podczas konferencji w siedzibie resortu w dniu 27.11.2013.**

- Rezygnacji z waloryzacji inflacyjnej jednostkowej opłaty zastępczej. Oznacza to, że w przyszłych latach cena certyfikatu zielonego będzie stała (lub mniejsza, jeśli utrzyma się lub pojawi na nowo zjawisko nadpodaży certyfikatów zielonych). W perspektywie wieloletniej wytwórca z sektora OZE otrzyma mniejsze wsparcie niżby to wynikało z przepisów dziś obowiązujących. W przypadku instalacji uruchomionej w 2013 r., która korzystałaby ze wsparcia na zmienionych zasadach przez ok. 14 lat skumulowany spadek przychodów z tego tytułu wyniosłby ok. 20% (ekwiwalent przychodów ze sprzedaży zielonych certyfikatów z okresu ponad 2,5 roku!). Największym ryzykiem obarczeni są przedsiębiorcy wytwarzający energię elektryczną ze źródeł paliwowych (biomasa/biogaz). Wzrost inflacji wymusza wzrost ceny surowca/substratu/biomasy produkowanej przez rolnika a tym samym pogorszenie funkcjonowania źródła oze. Proponowany mechanizm ignoruje całkowicie fakt, że inflacja pośrednio lub bezpośrednio wpływa na koszty operacyjne każdego przedsięwzięcia, szczególnie na koszty kredytu inwestycyjnego uzależnionego od WIBOR. Brak inflacji przychodów zwiększa znacząco ryzyko zmiany stóp procentowych, które silnie zależą od wskaźnika inflacji. W okresie 15 lat koszty odsetkowe wzrastają nawet do kilkudziesięciu procent. Funkcjonujące zakłady wytwarzające energię elektryczną budowały swoje modele finansowe w oparciu o inflacyjny wzrost ceny zielonego certyfikatu jak stanowi ustawa Prawo energetyczne. Inwestorzy, którzy zawierzyli obowiązującym dotychczas przepisom, mogli zakładać trwałość obowiązujących mechanizmów, gdyż gwarancje ich stabilności zapisano w przyjętych 3 i 4 lata temu przez Rząd dokumentach: Polityce Energetycznej Polski do 2030 r. (listopad 2009 r.) oraz Krajowym Planie Działania na rzecz OZE (grudzień 2010 r.) . Zaplanowano tam utrzymanie mechanizmów wsparcia z minimalnymi gwarantowanymi przychodami. Na tej podstawie tworzone modele finansowe, które określały możliwy poziom kredytowania. Wynikający ze zmiany zasad spadek dochodów może stanowić dla banków pretekst do wypowiedzenia umowy kredytowej, co dla większości podmiotów oznaczać będzie bankructwo i potencjalne roszczenia odszkodowawcze do Skarbu Państwa. Rezygnacja z indeksowania (pośrednio) wartości zielonego certyfikatu funkcjonującym obiektom to celowe i świadome (nierynkowe) obniżenie przychodów. Przedmiotowa propozycja po wprowadzeniu w życie byłaby równoznaczna z wprowadzeniem dla funkcjonujących obiektów dodatkowych podatków. Skutki takiego działania (nie tylko wizerunkowe, ale i gospodarcze) znane są z Republiki Czeskiej w sektorze PV z roku 2010, kiedy to rząd czeski wprowadził opodatkowanie inwestorów fotowoltaicznych doprowadzając do licznych bankructw. **Izba wnosi o utrzymanie indeksowania jednostkowej opłaty zastępczej na dotychczasowych zasadach.**
- Błędym wskazaniu miejsca dokonywania opomiarowania ilości energii elektrycznej podlegającej wsparciem zielonymi certyfikatami (art. 45 ust. 5). **Izba wnosi o ujednoclenie i wpisanie w art 45 ust. 5, że dotyczy energii na zaciskach generatora a nie na**



podstawie pomiaru licznika przy wprowadzenie energii elektrycznej do sieci. Taka niekonsekwencja lub zmiana przepisów szczególnie dotknęłaby przedsiębiorców zużywających energię elektryczną na własne potrzeby (szczególnie biogazownie rolnicze), ale także przedsiębiorstwa energochłonne, które zdecydowały się uniezależnić energetycznie od dostaw energii z sieci i wybudowały odnawialne źródło współpracujące z siecią.

- Skrócenia dla wszystkich źródeł poza współpalaniem możliwości uzyskania zwrotu z tytułu ulgi w podatku akcyzowym za energię elektryczną wytworzoną w źródle odnawialnym po wyjściu z systemu wsparcia. **Izba wnosi, aby w art. 179 ust. 2b dokonać ujednoczenia i zagwarantować wszystkim źródłom OZE całą żywotność instalacji ulgę w podatku akcyzowym tak jak energii generowanej we współpalaniu. Wniosek ten dotyczy jednocześnie także źródeł budowanych w nowym reżimie systemu wsparcia (aukcyjnego).**
- **Izba wnosi o weryfikację lub dokonanie ponownej analizy ekonomicznej dla elektrowni wodnych o mocy elektrycznej zainstalowanej w przedziale od 1 do 5 MW** (dotyczy kosztów inwestycyjnych oraz kosztów operacyjnych z uwzględnieniem obwarowań podatkowych wprowadzanych od wody przepływającej przez turbinę, które znalazły swoje miejsce w projekcie noweli Prawa wodnego wdrażającego przepisy unijne; dotyczy inwestycji zrealizowanych oraz przygotowywanych). W UE przyjęto zasadę wspierania elektrowni wodnych do 5 MW. To jest wartość progowa elektrowni wodnych zaliczanych do kategorii małych instalacji. Członkowie naszej Izby deklarują przedłożenie rzetelnych analiz, z których wynika, że pozbawienia wsparcia inwestycji z przedziału mocy 1-5 MW doprowadzi do utraty płynności finansowej i konieczności zamknięcia obiektów z chwilą wejścia w życie proponowanych przepisów. Przedsiębiorcy, którzy rozpoczęli żmudny proces uzyskiwania zgód, w szczególności wynikających z obowiązujących przepisów z zakresu ochrony środowiska i prawa wodnego na realizację elektrowni wodnych z przedziału mocy 1-5 MW zaprzestaną swojej działalności.
- **Izba wnosi o dokonanie ponownej analizy ekonomicznej dla elektrowni na biogaz składowiskowy.** Wydaje się, że z uporem powielany jest błąd w modelach finansowych przyjętych przez resort gospodarki do przeprowadzania analiz i prowadzący do błędnego wniosku, że wytwórcy biogazu składowiskowego nie wymagają wsparcia publicznego za wytwarzaną energię elektryczną i że są ich instalacje są rzekomo rentowne w oparciu o przychody ze sprzedaży energii elektrycznej na zasadach komercyjnych. Z konkluzji, jakie Izba opracowała po konferencji zorganizowanej w miejscowości Łubna w dniu 11 czerwca 2013 r. i które skierowała po konferencji na ręce Ministra Gospodarki wiemy, że ekonomika źródeł biogazowych jest zupełnie inna niż zaprezentowano to w OSR do projektu ustawy. Z zebranych od producentów uczestniczących w tej konferencji danych wynika, że do analizy ekonomicznej dla tego specyficznego sektora przynoszącego benefity środowiskowe kształtują się następująco:
 - o Instalacje biogazowni składowiskowych o mocach elektrycznych zainstalowanych do 300 kWel: CAPEX: 17000 zł / kW, OPEX: 2500 zł / kW;
 - o Instalacje biogazowni składowiskowych o mocach elektrycznych zainstalowanych powyżej 300 kWel do 500 kW: CAPEX: 13000 zł / kW, OPEX: 1800 zł / kW;
 - o Instalacje biogazowni składowiskowych o mocach elektrycznych zainstalowanych powyżej 500 kW: CAPEX: 9000 zł / kW, OPEX: 1400 zł / kW.

Jak wykazano w czasie konferencji koszty odtworzeniowe ponoszone przez właścicieli biogazowni składowiskowych niestety nie ograniczają się tylko do remontu generalnego silnika kogeneracyjnego, ale m.in. także do remontów generalnych lub wymiany studni zasysających biogaz, przewodów ssących. Korozje i złamania tych urządzeń wywołane są osiadaniem składowiska. Całkowita liczba biogazowni składowiskowych działających w Polsce szacowana jest na 97 o łącznej mocy 60 MW, co w wymiarze ilości generowanej



rocznie energii ograniczającej emisję metanu ze składowiska wynosi ok. 360 GWh.

- Projektodawca ustawy zaproponował ustalenie okresu wsparcia zielonymi certyfikatami na 15 lat od dnia uruchomienia instalacji/skorzystania po raz pierwszy z systemu świadectw pochodzenia. Przy czym proponowane rozwiązanie ma dotyczyć nie tylko nowych (oddawanych po wejściu w życie przepisów projektowanej ustawy), ale także już funkcjonujących, dla których w przytoczonym Krajowym Planie Działania zapewniano, że certyfikaty zielone wydawane będą całą żywotność instalacji. Nie kwestionujemy potrzeby minimalizacji kosztów wsparcia źródeł odnawialnych skracając okres wydawania certyfikatów instalacjom zamortyzowanym (np. duża energetyka wodna), instalacjom, które po 15 letnim okresie wspierania, przy (względnie) niskich kosztach operacyjnych po spłacie kredytów zaciągniętych na realizację inwestycji są w stanie konkurować na rynku energii elektrycznej (np. energetyka wiatrowa), a także instalacjom, które długoterminowo nie są w stanie bez wsparcia funkcjonować i które jednocześnie nie przynoszą dodatkowych benefitów społecznych, gospodarczych czy środowiskowych (np. współspalanie biomasy). Można postawić pytanie: co zrobić z biogazownią składowiskową, biogazownią rolniczą, małą elektrownią wodną, które z technicznego punktu widzenia są w stanie produkować energię po 15 latach funkcjonowania, ale nie są w stanie pokryć kosztów utrzymania (np.: wzrastających cen surowców, kosztów utrzymania infrastruktury hydrotechnicznej, kosztów odtworzenia systemu kolektorów zbioru gazu) instalacji z przychodów z komercyjnej sprzedaży energii elektrycznej? **Izba wnosi o postrzeganie rozwoju OZE znacznie szerzej niż tylko jako konieczność zwiększania ilości generowanej energii w bilansie finalnego zużycia dla wypełniania celów wspólnotowych. Izba wnosi o ustalenie funkcjonowania wsparcia dla instalacji przynoszących dodatkowe benefity całą żywotność instalacji (do czasu technicznej możliwości pozyskania energii, ale z zastrzeżeniem, że po okresie 15 letniego wsparcia pozwalającym na stabilną spłatę kapitału dłużnego, poziom wsparcia zostanie zredukowany stosownie do potrzeb utrzymania instalacji w ruchu). Postulat ten składamy w imieniu zarówno funkcjonujących, w fazie realizacji jak i przyszłych planowanych inwestycji.** Wśród dodatkowych benefitów, wynikających z rozwoju OZE, niedostrzeżonych w projekcie ustawy można wyróżnić m.in.:
 - niskoemisyjność lub bezemisyjność energetyki wiatrowej i możliwość wykorzystania nieciągłego charakteru pracy elektrowni wiatrowych w finalnym zużyciu energii elektrycznej w transporcie (publicznym i prywatnym), co w połączeniu z systemami *smart grid* dałoby wymierne rozwiązania dla pełnego wykorzystania możliwości produkcyjnych zainstalowanych źródeł - takie rozwiązania w metodyce Dyrektywy promowane są współczynnikiem 2,5.
 - zalety instalacji układów hybrydowych, np. wiatrowych i fotowoltaicznych i/lub (bio)gazowych, w szczególności w instalacjach prosumenckich, które pozwalają na pełne wykorzystanie potencjału źródeł bez konieczności ponoszenia wysokich nakładów na zakup magazynów energii i infrastrukturę energetyczną przy instalacjach *off-grid*.
 - zwiększenie tzw. małej retencji przy rozwoju energetyki wodnej.
 - możliwość zagospodarowania (w tym poprzez utylizację) odpadów do produkcji biogazu i szerzej energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji, jednocześnie możliwości wykorzystania i zagospodarowanie masy przefermentowanej w celach nawozowych.
 - intensyfikacja produkcji rolnej na nowe rynki zbytu (biomasa/biogaz).
- Projekt ustawy zawiera mechanizm zapobiegania nadpodaży zielonych certyfikatów, który w opinii Izby nie jest wystarczająco obudowany do zapewnienia gwarancji jego funkcjonowania:
 - dopuszcza spadek cen certyfikatów do wartości stanowiącej 75% wartości jednostkowej opłaty zastępczej Ozj (którą dodatkowo projektodawca pozbawia indeksacji) w nieograniczonym horyzoncie czasowym i do mniejszych wartości w okresie krótkookresowym nieprzekraczającym miesiąca, przy czym miesiące, w których cena

certyfiatów będzie się plasować poniżej 75% OZj mogą po sobie następować wielokrotnie bez obowiązku podjęcia przez właściwe organy przeciwdziałania takiemu stanowi rzeczy. Uplasowanie się ceny certyfiatów poniżej 75% OZj w dłuższym okresie niż 1 m-c nie niesie za sobą interwencji wykupu nadwyżkowej ilości certyfiatów. Wymusza jedynie brak możliwości realizacji obowiązku w oparciu o wniesienie opłaty zastępczej (z ekonomicznego punktu widzenia dla spółki zobligowanej zasadne jest zrealizować obowiązek dokonując zakupu certyfiatów w jak najmniejszej cenie). Projektodawca nie przewidział sytuacji, w której spółka zobligowana do realizacji obowiązku zrealizuje obowiązek w pełni lub w części przez wniesienie opłaty zastępczej wcześniej niż jest to wymagane przepisami ustawy np. w roku, którego dotyczy obowiązek i przed zaistnieniem sytuacji utrzymania ceny certyfiatu w okresie co najmniej 1 m-ca poniżej wartości 75% OZj. Wszystkie zrealizowane dotychczas inwestycje oparte są o cenę certyfiatów zbliżoną do jednostkowej opłaty zastępczej (zwykle na poziomie 95% jej wartości) indeksowanej corocznie wskaźnikiem inflacji. Spadek ich ceny z tytułu braku indeksacji, jak wykazano wyżej, wynosi co najmniej 25% prowadzi do utraty płynności finansowej lub bankructwa słabszych przedsiębiorców. Obniżka przychodów o dodatkowe 25% potęguje ten proces. **Izba wnosi o wzmocnienie mechanizmu zapobiegania nadpodaży o następujące założenia: a) nałożenie oblięa wykonania w danym roku obowiązku przez podmioty, o których mowa w art. 52 ust. 2. w oparciu o umorzenie świadectw pochodzenia z wagą 0,75, a pozostałą część w oparciu o umorzenie świadectw pochodzenia albo przez wniesienie stosownej opłaty zastępczej jednakże z zastrzeżeniem dla ostatniego przypadku sytuacji, w której przez okres co najmniej jednego miesiąca średnia ważona cena świadectwa pochodzenia będzie niższa niż 95% jednostkowej opłaty zastępczej. Brak realizacji obowiązku w sposób przedstawiony wyżej podlegać winien karze w wysokości 130% wartości obowiązku niezrealizowanego.**

- **Izba wnosi ponad to, aby katalog spraw branych pod uwagę przez Ministra właściwego do spraw gospodarki przy określaniu wielkości oblięzków wynikających ze świadectw pochodzenia rozszerzyć o nadpodaż na rynku świadectw pochodzenia. Przy czym przez nadpodaż rozumie się nadwyżkę wydanych świadectw pochodzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w stosunku do wielkości świadectw pochodzenia wynikających z wielkości oblięzku. Izba wnosi o nadanie oblięzku skorygowania w rozporządzeniu w górę wielkości oblięzku(ów) na dany rok co najmniej o wysokość (skumulowanej) nadpodaży z roku poprzedniego.** Doświadczenia z rynku certyfiatów czerwonych u schyłku ich funkcjonowania oraz doświadczenia z rynku zielonych certyfiatów dowodzą, że mechanizm zapobiegania nadpodaży musi być skutecznie zaprojektowany, w pierwszej kolejności, dla ochrony inwestycji zrealizowanych. Wydaje się, że prezentowany przez Izbę mechanizm będzie znacznie skuteczniejszy niż przedstawiony w art. 47 ust. 5.
- Projekt ustawy w żaden sposób nie proponuje i nie rozważa wprowadzenia systemu wsparcia odniesionego nie tyle do ceny energii, tylko nakierowanego na pokonanie specyficznych dla danego źródła barier. Przykładem takiej bariery może być wysoki nakład inwestycyjny infrastruktury (drogowej/sięciowej), aby wyprowadzić energię z obszaru ubogiego, ze słabą infrastrukturę, ale jednocześnie charakteryzującego się wysokim potencjałem wytwórczym źródła w tym obszarze. Różnica w kosztach inwestycyjnych takiego przedsięwzięcia w porównaniu do równoważnego z gotową infrastrukturą nie pozwala konkurować. Wydaje się zasadne wykorzystanie środków z nowego okresu programowania unijnego 2014-2020 na wyrównywanie szans. **Dlatego Izba wnosi o umożliwienie uzyskanie wsparcia dotacyjnego (bez utraty prawa do systemu wsparcia operacyjnego) na realizację części przedsięwzięcia doprowadzającą do wyrównywania szans między przedsiębiorcami realizującymi inwestycje w źródłach odnawialnych. Wnosimy o stosowną korektę art. 118.**



- Ustawa musi zagwarantować, że energetyka prosumencka i rozproszona oparta na odnawialnych źródłach energii ma takie same szanse rozwoju, jak finansowany przez dziesięciolecia oligopol energetyczny. W zakresie dostępu do sieci, aby spełnić wymagania art. 13 wdrażanej Dyrektywy 2009/28/WE może być to zapewnione m.in. poprzez:
 - wprowadzenie gwarantowanego dostępu do sieci elektroenergetycznej rozumianego, jako gwarancja niezwłocznego wydania przez OSD (do 14 dni od dnia złożenia wniosku) warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dla wszystkich ubiegających się o przyłączenie mikroinstalacji;
 - wprowadzenie gwarantowanego dostępu do sieci elektroenergetycznej rozumianego, jako gwarancja niezwłocznego wydania przez OSD (do 30 dni od dnia złożenia wniosku) warunków przyłączenia do sieci dla źródeł odnawialnych o mocy elektrycznej zainstalowanej do 2 MW, dla których nie jest wymagane sporządzanie ekspertyzy wpływu na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego, a w przypadku braku technicznych warunków przyłączenia, OSD określi harmonogram dostosowania przez siebie sieci, aby wnioskowaną przez ubiegającego się o przyłączenie moc źródła przyłączyć w okresie do 2 (dwóch) lat od dnia złożenia wniosku o przyłączenie. OSD zobowiązany jest zawsze wydać warunki techniczne przyłączenia do sieci w przypadku ubiegania się o przyłączenie źródła instalowanego wraz z magazynem energii lub źródła stabilnie wytwarzającego energię ze współczynnikiem wykorzystania mocy np. na poziomie np. min. 7000 MWh/MW/rok. Wraz z wnioskiem o przyłączenie źródła do sieci lub źródła wraz z magazynem energii przedsiębiorca ubiegający się o przyłączenie dostarcza decyzję lokalizacyjną (WZ lub MPZP).
 - wprowadzenie priorytetowego dostępu do sieci elektroenergetycznej rozumianego, jako gwarancja wydania przez OSD/OSP (do 150 dni od dnia złożenia wniosku) warunków przyłączenia do sieci dla źródeł odnawialnych o mocy elektrycznej zainstalowanej powyżej 2 MW, które planowane jest do włączenia do sieci przed 31 grudnia 2020 r., dla których jest wymagane sporządzanie ekspertyzy wpływu na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego. W przypadku braku technicznych warunków przyłączenia OSD/OSP określi harmonogramu dostosowania przez siebie sieci, aby wnioskowaną moc źródła przyłączyć w okresie do 3 (trzech) lat od dnia złożenia wniosku o przyłączenie. Wraz z wnioskiem o przyłączenie źródła do sieci ubiegający się o przyłączenie dostarcza decyzję lokalizacyjną (WZ lub MPZP).
 - W przypadku, kiedy brak jest technicznych warunków przyłączenia do sieci dla mocy przedstawionej we wniosku o ich wydanie OSD/OSP wydaje warunki przyłączenia o mniejszej, maksymalnie możliwej do przyłączenia mocy, jako moc tymczasową, a otrzymujący warunki przyłączenia ma możliwość podjęcia decyzji o przyjęciu takich warunków przyłączenia. Moc tymczasowo zostanie zwiększona do mocy wnioskowanej w okresach, o których mowa w punkcie drugim i trzecim odpowiednio.
- Zdaniem Izby system wsparcia (w szczególności poziom ceny gwarantowanej) przewidziany w projekcie ustawy dla energii generowanej przez osoby fizyczne (prosumentów) z mikroinstalacji, powielony z przyjętych tymczasowo w tzw. małym trójkąku regulacji dla dalszego usprawnienia w przedmiotowej ustawie nie daje impulsu dla rozwoju. Poziom przychodów z tytułu nadwyżkowo generowanej energii w stosunku do własnych potrzeb wynosić w danym roku ma według projektodawcy ustawy zaledwie 80% ceny hurtowej energii z roku poprzedniego. Oznacza to, że w roku 2013 przychód jednostkowy z wytworzonej energii z mikroinstalacji wynieść może maksymalnie 161 PLN/MWh. Propozycje odnoszące się do ceny energii odbiegają, więc od deklaracji przedłożonych przez Radę Ministrów w Krajowym Planie Działania gdzie zapewniono, że sprzedaż odbywać się będzie „po cenach, co najmniej równych średnim cenom energii konwencjonalnej rynku konkurencyjnego w poprzednim roku kalendarzowym”. Ponadto są



niezgodne z pkt. 64 Dyrektywy 2009/28/WE, który nakazuje wzmocnić (a nie osłabić) ramy dla włączenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii do sieci. Abstrahując od tego faktu należy wskazać, że najbardziej rozpowszechnionym źródłem wykorzystywanym do budowy mikroinstalacji przez osoby fizyczne w Europie są panele fotowoltaiczne. Specyfika działania ogniwa słonecznego jest taka, że wytwarza ono energię elektryczną w dzień i dodatkowo ze zwiększoną intensywnością w okresach letnich. Energia będzie wytwarzana w takiej instalacji głównie wtedy, kiedy prosumenta nie ma w domu (przebywa w zakładzie pracy), a więc będzie oddawana do sieci w cenie 16 gr/kWh i zużywana przez lokalny przemysł lub przez sąsiadów prosumenta (będą to osoby niepracujące, głównie emeryci lub renciści), którzy za zużyta energię (oczywiście nie prosumentowi tylko spółce obrotu) w rachunku za tą energię zapłacą kwotę rzędu 50-60 gr / kWh. Taki odbiorca nie powinien płacić kosztów opłaty dystrybucyjnej i przesyłowej skoro produkcja jest „u sąsiada”. Ta energia nie będzie obciążona kosztem jej dystrybucji/przesyłu. Prosument po powrocie do domu z zakładu pracy sam zacznie konsumować energię pobierając ją z sieci (bo jego panel PV przestanie efektywnie działać) i płacąc w rachunku za nią cenę taką, jaką płacą jego sąsiedzi. **Tak, więc jedynym beneficjentem skonstruowanego „systemu wsparcia” dla prosumentów są i będą spółki obrotu energią elektryczną. Izba kategorycznie przeciwstawia się takiej propozycji. Proponujemy, aby system wsparcia polegał na tym, iż lokalna sieć elektroenergetyczna będzie pełniła swoistą rolę magazynu energii elektrycznej. Prosument winien się rozliczać się saldem rocznie netto ze swoim sprzedawcą energii nie wykluczając zaliczkowych rozliczeń miesięcznych. Cena energii uzyskiwana przez Prosumenta w sprzedaży do spółki obrotu nie może być niższa niż cena płacona w rachunku w przeliczeniu na jednostkę energii elektrycznej.**

- Przewidziane w ustawie instrumenty aukcyjne muszą być zweryfikowane i tak zaprojektowane, aby:
 - a. Przyspieszyć rozwój tych technologii, które w obecnym systemie nie uzyskiwały właściwego poziomu przychodów;
 - b. Zapewnić optymalną strukturę *miksu* energetycznego zgodnie z przyjętym scenariuszem rozwoju poszczególnych technologii w Krajowym Planie Działań z 7 grudnia 2010 r. – system aukcyjny powinien ogłaszany być z koszykiem mocy zainstalowanej (a nie energii) dla poszczególnych technologii oddzielnie (w tym wody do 5 MW), termin uruchomienia aukcji dla danej technologii powinien być uzależniony od stopnia wykonania planu z KPD;
 - c. Nie powodować niepotrzebnego wzrostu kosztów systemu wsparcia lub zamrożenia inwestycji ze względu na niewłaściwie przyjętą cenę referencyjną;
 - d. Być może weryfikacja systemu aukcyjnego mogłaby odbyć się w pierwszej kolejności dla technologii współspalania z pułapem udziału w rynku energii do, maksymalnie, poziomu zawartego w Krajowym Planie Działań;
 - e. Cena energii musi podlegać indeksacji, w przeciwnym razie już na początku system wymusi wyższą cenę jednostkową kompensując niepewność przychodów do oszacowania w perspektywie 15 lat i większe koszty już na początku wdrażania systemu (większa cena jednostkowa na wejście systemu aukcyjnego, o ile wysokość inflacji określona zostanie przez projektodawcę w cenie referencyjnej. Jak wskazano na wstępie stanowiska w uwagach dotyczących naruszania praw nabytych, także i tu brak indeksacji będzie mieć wpływ na niepewność przychodów, w szczególności w przypadku źródeł paliwowych (biomasa/biogaz). Wzrost inflacji wymusza wzrost ceny surowca/substratu/biomasy produkowanej przez rolnika i dostarczanej do elektrowni. Brak inflacji przychodów zwiększa znacząco ryzyko zmiany stóp procentowych, które silnie zależą od wskaźnika inflacji. Koszty kredytu mogą wzrosnąć na przestrzeni 15 lat nawet o połowę (oprocentowanie kredytu 5% rocznie plus co najmniej 2% rocznie za forward WIBORu w tym okresie);

- f. Nie należy ograniczać dostępu do sieci źródeł ze współczynnikiem wypełnienia mocy poniżej 3500 MWh/MW/rok, które mają zawarte umowy przyłączeniowe, bo takie ograniczenie spowodowałoby całkowite zablokowanie rozwoju całego sektora PV oraz energetyki wiatrowej (art. 86, ust. 2 pkt. 3).
- g. Wytwórca nie może podlegać karze (art. 163 ust. 6) z przyczyn niezawinionych przez tego wytwórcę (kara w wysokości 50% ceny energii jest niewspółmierna). Ustawa ma na celu promowanie OZE a nie karanie. Warty jest podkreślenia fakt, że nawet niestabilne źródło wiatrowe jest przewidywalne w krótkim okresie czasu. Specyfika wytwarzania energii elektrycznej z wiatru, słońca, ale także i biogazu (dotyczy to także źródeł konwencjonalnych) nie pozwala w perspektywie nawet miesiąca, nie mówiąc o 15 latach przewidzieć produkcji, za którą będzie rozliczany karą w przypadku nie dopełnienia produkcji deklarowanej w aukcji. W przypadku dużej penetracji rynku przez farmy wiatrowe, zgodnie z zapisami IRiESP oraz IRiESD operatorzy mają prawo ograniczać lub częściowo wyłączać farmy wiatrowe. Tego typu sytuacje w znaczący sposób mogą wpłynąć na realizację deklarowanej produkcji nawet w rozliczeniu 3 letnim. Czy i jak projektodawca uwzględnia wyłączenia poczynione działaniami operatorów w stosunku do rozliczeniu deklarowanej produkcji? W jaki sposób będzie rozliczana energia elektryczna wyprodukowana powyżej wolumenu objętego ceną aukcyjną? Należy zaznaczyć, że każda zmiana podmiotu kupującego energię elektryczną, wymaga wcześniejszych stosownych zmian w umowach dystrybucyjnych/przesyłowych. Czy wolumen energii elektrycznej realizowany zgodnie z deklaracją w aukcji będzie rozliczany na podstawie wskazań licznika czy tak jak obecnie jest to zakładane na podstawie oferowanej energii (dobowego grafiku pracy)? Czy i jak aukcja referencyjna przewidywać będzie rekompensatę za brak możliwości uzyskania przychodów za własne zużycie energii dziś suportowane zielonymi certyfikatami (bez rekompensaty najbardziej tracą elektrownie na biogaz/biomasę).
- h. Czy przypisana funkcja Sprzedawcy zobowiązanego będzie oddzielona od funkcji Podmiotu Odpowiedzialnego za Bilansowanie Handlowe? Czy usługa bilansowania będzie mogła być realizowana niezależnie przez inny podmiot czy będzie uzależniona od Sprzedawcy Zobowiązanego?
- i. Czy zakładane jest wprowadzenie uniwersalnej (wzór urzędowy) umowy na sprzedaż energii elektrycznej do Sprzedawcy zobowiązanego po cenie zadeklarowanej w aukcji? Taka formuła pozwoliłaby uniknąć obecnie stosowanych nieuczciwych praktyk naliczania bezpodstawnych opłat, w umowach sprzedaży energii elektrycznej przez spółki zobligowane do odbioru energii elektrycznej po cenie urzędowej. Należy zaznaczyć, że w przedmiotowej umowie wskazany byłby Podmiot Odpowiedzialny za Bilansowanie Handlowe.
- j. Wnosimy o wykreślenie art. 76 ust 6 pkt. 4. Podmiot starający się o uzyskanie pozwolenia na budowę instalacji OZE, na etapie wnioskowania o wydanie warunków przyłączeniowych do sieci elektroenergetycznej zobowiązany jest do wniesienia kaucji w wysokości 30PLN za każdy 1kW mocy o którą wnioskuje. W przypadku realizacji inwestycji kaucja zostaje wliczona w poczet kosztów przyłącza. Uważamy, że przedmiotowy wymóg jest zbędny, gdyż stanowił będzie niepotrzebne kolejne obciążenie dla podmiotu starającego się o zaświadczenie o dopuszczeniu do udziału w aukcji.
- k. Art. 78-84. wymagają stosownych uzupełnień nadających możliwość skorzystania z aukcji, do której niesłusznie został niedopuszczony.
- l. W art. 179 ust 2b powinien być dodany pkt. 3, w brzmieniu: „instalacjach odnawialnego źródła energii niekorzystających z systemu wsparcia [świadcstwa



pochodzenia/aukcje].” Część wytwórców zdecyduje się na generowanie energii ze źródeł odnawialnych również w sytuacji, gdy nie będzie przysługiwał im żaden z dostępnych instrumentów wsparcia. Również w takiej sytuacji należy zwolnić te podmioty z konieczności opłaty akcyzy za energię elektryczną dla równego traktowania wszystkich podmiotów.

- Rząd w dniu 8 stycznia 2010 r. uchwalił nowelę Prawa energetycznego wprowadzając możliwość wtłaczania biogazu (oczyszczonego) do sieci dystrybucyjnej gazowej i nadał wsparcie w postaci brązowych certyfikatów. Była to inicjatywa prowadząca do podjęcia rozwoju projektów w innych kierunkach wykorzystania biogazu w celach energetycznych. Część przedsiębiorców przygotowała projekty w oparciu o wtłaczanie biogazu do sieci gazowej. W oparciu o projekt ustawy o OZE zamiary inwestycyjne takich inwestorów będą musiały być zweryfikowane, bo projektodawca nie przewidział utrzymania tych rozwiązań. **Izba wnosi o uzupełnienie tych mechanizmów (aukcje na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej lub utrzymanie brązowych certyfikatów dla nowo oddawanych do użytkowania instalacji integrowanych z gazową siecią dystrybucyjną).**
- Spółki obrotu za zakup energii elektrycznej na aukcjach w wyższej cenie od cen hurtowych na rynku mają zapewnioną rekompensatę (art 94 ust. 1 pkt 3). Kwota rekompensaty powinna być obniżona stosownie o wysokość ulgi w podatku akcyzowym za zakup energii ze źródła odnawialnego, jaka przysługuje spółce obrotu..
- Weryfikacji należy poddać definicje instalacji, w szczególności definicje z zakresu dedykowanego spalania wielopaliwowego, które nie znajdują uznania naszego środowiska (nawet po „zamianie” ich na dedykowane) z uwagi na dalsze wspomaganie i popieranie działalności prowadzonej przez niektóre przedsiębiorstwa, w szczególności z sektora skonsolidowanych przedsiębiorstw energetycznych stanowiących spółki Skarbu Państwa, polegające na utrzymaniu wsparcia dla technologii niezaliczanych do źródeł rozproszonych. Należy rozważyć zmianę definicji odnawianego źródła energii oraz biogazu, aby jednoznacznie kwalifikowały swym zakresem biogaz rolniczy. Należy także uwzględnić fakt, że biogaz powstaje nie tylko z osadów ściekowych, na składowisku odpadów lub z substratów kwalifikowanych do biogazu rolniczego. Można biogaz wytwarzać także z innych substratów takich jak np. z procesu fermentacji z trawy zebranej z poboczy dróg, z biomasy zebranej w parkach miejskich itp., które nie znajdują uznania przez projektodawcę ustawy i są wykluczone całkowicie z systemu wsparcia. To jest niezgodne z Dyrektywą 2009/28/WE, która zakazuje ograniczanie jakiegokolwiek rodzaju źródła odnawialnego.
- Ustawa musi przewidywać stosowne przepisy przejściowe pozwalające zachować prawo do systemu obowiązującego dla inwestycji, które znajdować będą się w zaawansowanej fazie realizacji do dnia ogłoszenia pierwszej aukcji. Za fazę zaawansowania można przyjąć dokumentację uzyskaną przez bank potwierdzającą z rachunku podmiotu realizującego projekt inwestycyjny wydatkowane, co najmniej 15% całkowitych kosztów inwestycyjnych.